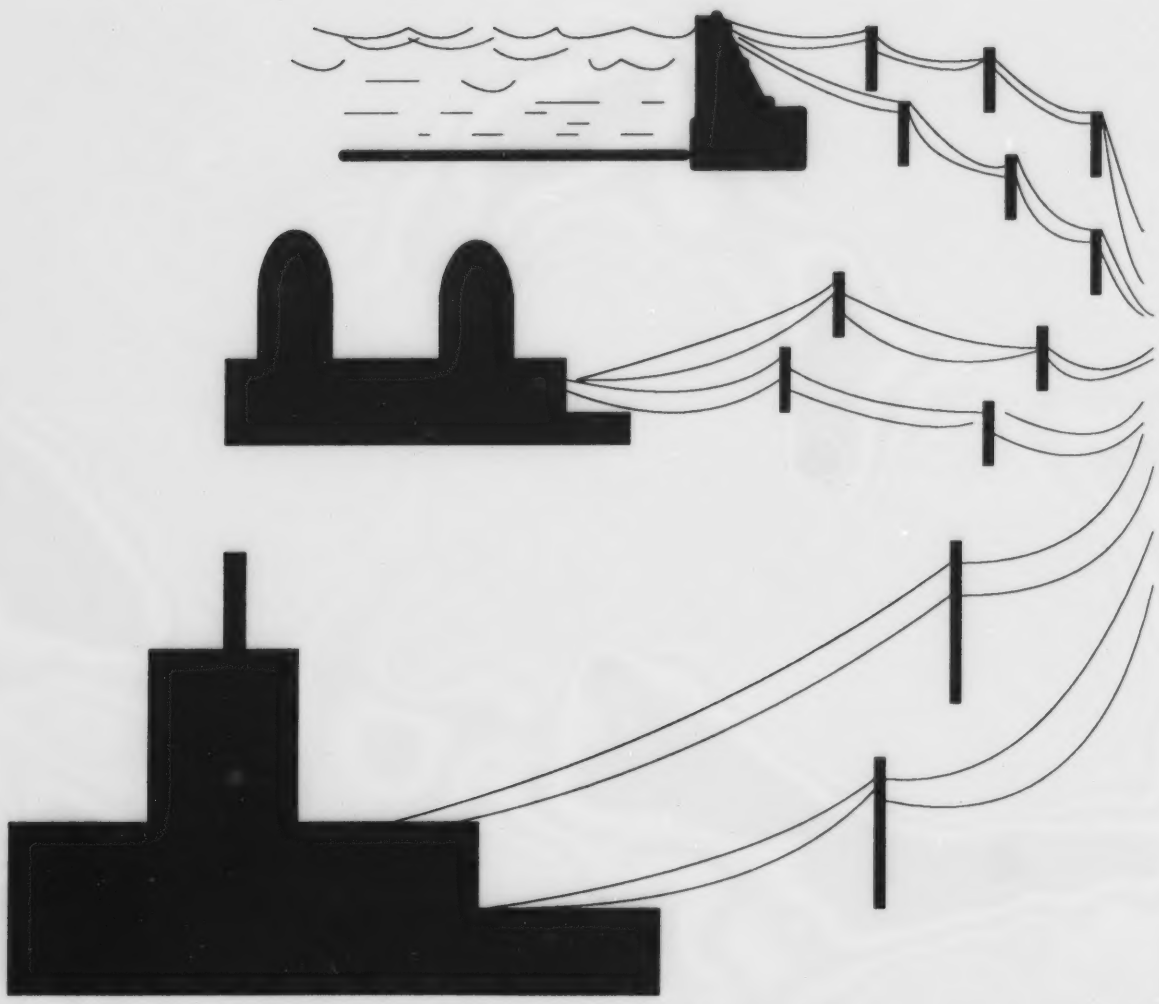
EXAMEN DU COMMERCE ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

ACCÈS AU TRANSPORT ET ACHEMINEMENT EN TRANSIT



Office national de l'énergie

1992

102-04097/

EXAMEN DU COMMERCE ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

ACCÉS AU TRANSPORT ET ACHEMINEMENT EN TRANSIT

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

1992

TABLE DES MATIÈRES

Principales constatations et options ..... (i)

Avant-propos ..... (ix)

Remerciements ..... (xi)

Aperçu du rapport ..... (xii)

1. Évolution de l'acheminement en transit au Canada 1-1

1.1 Contexte historique 1-1
1.2 Situation actuelle sur le plan de l'acheminement en transit 1-3
1.3 Pourparlers entre Terre-Neuve et Ottawa sur l'acheminement en transit, 1980 à 1983 1-6
1.4 Enquête de l'Office national de l'énergie 1-8
1.5 Enquête sur la confluence énergétique 1-9
1.6 Examen du commerce entre les services d'électricité 1-11

2. Concepts et principes de l'acheminement en transit 2-1

2.1 L'exploitation des réseaux d'électricité et la question de l'accès aux installations de transport et de l'acheminement en transit 2-1
2.1.1 Fiabilité 2-3
2.2.2 Le réseau de transport 2-4
2.1.3 Répartition économique 2-6
2.1.4 Limites des réseaux de transport 2-7
2.1.5 Secteurs et fonctions de commande 2-7
2.1.6 Évolution de la situation dans le domaine de l'accès aux réseaux de transport aux États-Unis 2-10
2.1.7 Pourquoi un concurrence plus vive? 2-10
2.1.8 Autres forces de changement 2-11
2.1.9 Un problème d'ordre technique et d'order institutionnel 2-20
2.1.10 Besoins en installations de transport supplémentaires 2-21
2.1.11 Questions liées à la politique gouvernementale 2-22
2.1.12 Questions sans réponse 2-23

2.2 Facteurs économiques et institutionnels liés à l'acheminement en transit 2-26
2.2.1 Aspects économiques de l'acheminement en transit 2-28
2.2.2 Pertes 2-31

2.2.3 Réserves tournantes 2-32
2.2.4 Coûts d'opportunité 2-32
2.2.5 Tarification du transport non garanti 2-33
2.2.6 Acheminement en transit nécessitant de nouvelles installations 2-34
2.2.7 Déplacement des avantages 2-36
2.2.8 Propositions de politique de transport 2-38
2.2.9 Obstacles non techniques à l'acheminement en transit 2-41
2.2.10 Incertitudes sur le plan de la réglementation 2-44
2.2.11 Tarification des services de transport 2-47

2.3 Ententes d'acheminement en transit en vigueur aux États-Unis 2-49
2.3.1 Types de service d'acheminement en transit 2-49
2.3.2 Méthodes de facturation 2-52
2.3.2.1 Approche conceptuelle 2-52
2.3.2.2 Facteurs déterminants de la facturation 2-63
2.3.2.3 Bases de tarification 2-69
2.3.3 Appels d'offres pour le transport 2-72
2.3.4 Tarifs actuels 2-72

2.4 Acheminement en transit au Canada et comparisons avec les États-Unis 2-77
2.4.1 Comparaisons entre le Canada et les États-Unis 2-77
2.4.2 Installations d'interconnexion 2-83
2.4.3 Genres et niveaux des transactions des interconnexions 2-87
2.4.4 Acheminement en transit par les services d'électricité canadiens 2-88

3. Estimation des avantages de l'acheminement en transit de l'énergie 3-1

3.1 Introduction 3-1

3.2 Modèle CANEBEX5 3-1

3.3 Applications 3-4
3.3.1 Marche à suivre adoptée 3-5
3.3.2 Étude de la NPCC 3-5
3.3.3 Résultats 3-6

3.4 Analyse de sensibilité 3-8
3.4.1 Incidence de la valeur des coûts de production marginaux 3-9
3.4.2 Incidence des tarifs d'acheminement en transit 3-9

3.5 Temps machine nécessaire 3-10

3.6 Conclusions 3-11

3.7 Ouvrages de référence 3-13

4. Politiques possibles en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit 4-1

4.1 Introduction 4-1

4.2 Récapitulation des résultats de l'étude 4-1

4.3 Catégories de services d'acheminement en transit 4-4

4.4 Principes généraux 4-7
4.4.1 Principes régissant la disponibilité des services d'acheminement en transit 4-7
4.4.2 Principes applicables à la tarification des services d'acheminement en transit 4-9
4.4.3 Application des principes 4-13

4.5 Première politique proposés en matière d'acheminement en transit dans le contexte canadien 4-14
4.5.1 Introduction 4-14
4.5.2 Éléments particuliers de la première politique proposée en matière d'acheminement en transit 4-15

4.6 Réaction à la politique mise de l'avant 4-18

4.7 Perspective sur le plan de l'acheminement en transit 4-20

4.8 Options offertes en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit 4-25
4.8.1 OPTION A - Établir des politiques individuelles en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit 4-25
4.8.2 OPTION B - Établir des politiques individuelles sous la supervision du gouvernement fédéral 4-26
4.8.3 OPTION C - Instituer des normes industrielles 4-26
4.8.4 OPTION D - Négociations volontaires avec arbitrage non exécutoire 4-27
4.8.5 OPTION E - Arbitrage exécutoire 4-28
4.8.6 OPTION F - Processus politique et réglementaire 4-28
4.8.7 OPTION G - Processus réglementaire 4-29

4.9 Conclusion 4-29

FIGURES

FIGURE 1.1 - Les cinq réseaux synchronés nord-américains 1-5

FIGURE 2.1 - Centres de commande interconnectés nord-américains 2-9

FIGURE 2.2 - Réserve de production totale - réseaux américains 2-12

FIGURE 2.3 - Capacité de production nucléaire en construction et mise en service 2-14

FIGURE 2.4 - Ajouts prévus d'installations de transport 2-18

FIGURE 2.5 - Services d'électricité privés majeurs - achats, échange et acheminement en transit 2-29

FIGURE 2.6 - Politiques de transport proposées 2-40

FIGURE 2.7 - Interconnexions canadiennes - capacités de transport, conditions normales .. 2-85

FIGURE 2.8 - Transfers d'électricité interprovinciaux et internationaux 2-89

FIGURE 3.1 - Avantages d'un réseau intégré pour différentes ententes d'acheminement en transit 3-14

FIGURE 3.2 - Bénéfices liés à l'acheminement en transit (toutes les transactions) WC = 10% du coût évité payé par l'acheteur 3-15

FIGURE 3.3 - Changement dans les transferts d'énergie pour acheminement en transit (toutes les transactions vs. échanges bilateraux) 3-16

FIGURE 3.4 - Énergie produite dans le réseau intégrée par les centrale thermiques. Coûts pour différentes ententes d'acheminement en transit 3-17

FIGURE 3.5 - Production thermique d'électricité pour différentes ententes d'acheminement en transit 3-18

FIGURE 3.6 - Échanges annuels - Énergie d'économie (GWh) - année 1990 - Cas N° 2 - Transactions bilatérales 3-19

FIGURE 3.7 - Échanges annuels d'énergie d'économie (GWh) - année 1990 - Cas N° 5 - Toutes transactions 3-20

FIGURE 3.8 - Nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert ont restreint les transactions possibles (échanges bilatéreux seulement) 3-21

FIGURE 3.9 - Nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert ont restreint les transactions (toutes les transactions permises) 3-22

FIGURE 3.10 - Réseau intégré pour analyses de sensibilité 3-23

FIGURE 3.11 - Avantages des réseaux individuels et du réseau intégré en fonction de la valeur neutre 3-24

FIGURE 3.12 - Avantages d'acheminement en transit: Qué - Î-P-É WC = 10% du côut évité payé par le Québec 3-25

FIGURE 3.13 - Avantages d'acheminement en transit, tarif de transit de 20%. Coût payé moitié-moitié par le Québec et l'Î-P-É 3-26

FIGURE 4.1 - Possibilités de collaboration et d'aménagement à l'échelle régionale 4-22

TABLEAUX

TABLEAU 2.1 - Organizations des états-unis qui étudient l'acheminement en transit et l'accès au transport 2-39

TABLEAU 2.2 - Grands volets politiques des trois modèles proposés 2-42

TABLEAU 2.3 - Obstacles non techniques aux transferts de puissance 2-43

TABLEAU 2.4 - Caractéristiques choisies des tarifs des centrales d'acheminement en transit et d'échéanciers des taux 2-65

TABLEAU 2.5 - Autres bases de tarification pour le service d'acheminement en transit 2-70

TABLEAU 2.6 - Exportations canadiennes par catégorie 2-88

TABLEAU 3.1 - Temps machine nécessaire pour es différents cas 3-10

PRINCIPALES CONSTATATIONS ET OPTIONS

Dans les paragraphes qui suivent, nous résumons les principales constatations qui se sont dégagées de l'évaluation faite par l'Office des mesures susceptibles de permettre aux acheteurs et aux vendeurs potentiels d'électricité d'obtenir un accès commercial à la capacité de transport se prêtant à l'acheminement en transit dans les provinces intermédiaires. Cette évaluation a été menée à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et s'inscrit dans le cadre de l'examen global effectué par l'Office sur la collaboration entre les services d'électricité qui fait l'objet d'un autre volume. Ce résumé comprend aussi une gamme d'options possibles susceptibles d'être retenues pour encourager et accroître l'accès au transport et aux services d'acheminement en transit.

Par accès au transport, nous entendons le droit ou la possibilité pour des sociétés d'utiliser les installations de transport appartenant à d'autres. L'acheminement en transit est l'utilisation autorisée des installations de transport d'un intermédiaire par deux services d'électricité dont les installations de transport ne sont pas directement raccordées, dans le but de vendre, d'acheter ou d'échanger de l'électricité entre eux. L'accès au transport et l'acheminement en transit n'ont aucune valeur intrinsèque. Cependant, ils peuvent constituer des éléments essentiels en permettant l'utilisation des ressources de production au moindre coût sur de plus vastes étendues géographiques.

Les politiques élaborées dans le domaine de l'accès au transport et de l'acheminement en transit devraient procurer des gains d'efficience économique associés à la fourniture de l'électricité et assurer un partage équitable des bénéfices nets. L'accès au transport et l'acheminement en transit devraient permettre de réaliser des bénéfices nets par le transfert et l'utilisation de la production à meilleur marché et ne devraient pas donner lieu simplement à une nouvelle répartition des avantages. En outre, chaque participant à ces activités doit profiter de chaque transaction après avoir recouvré tous ses coûts connexes. Les problèmes techniques liés à l'accès au transport et à l'acheminement en transit sont rarement insurmontables, mais les dépenses engagées à cette fin devrait être incluses globalement dans le coût de service.

Les services d'acheminement en transit de l'électricité par les réseaux de transport se classent en trois catégories : acheminement en transit de réseau, acheminement en transit d'approvisionnement et acheminement en transit de détail.

Les services d'acheminement en transit de détail seraient nécessaires si un producteur souhaitait

approvisionner un client particulier qui se trouve à l'extérieur de son territoire de service et auquel il n'est pas directement raccordé. En général, les services d'électricité canadiens reçoivent de leur province d'appartenance le mandat de répondre à la demande de leurs territoires de service respectifs. La vente directe de puissance des producteurs aux clients commanderait une restructuration radicale de l'industrie de l'électricité et notamment un remaniement des mandats des services publics d'électricité. Cette question relève de la compétence des provinces et le gouvernement fédéral ne pourrait pas intervenir directement. En outre, comme elle ne ferait pas appel à la collaboration entre les services d'électricité, elle déborde le cadre du présent examen. C'est pourquoi nous n'avons pas examiné cette catégorie de services dans l'étude en cours.

Dans les paragraphes suivants, nous décrivons l'acheminement en transit de réseau et l'acheminement en transit d'approvisionnement et nous donnons des exemples des types de transactions qui peuvent dépendre de ces services.

(i) **Acheminement en transit de réseau**

Il est tout à fait normal qu'un service d'électricité affiche à un moment donné un excédent de production et puisse vendre alors de la puissance à un autre service d'électricité qui accuse un déficit de production ou dont le coût marginal de production à court terme est supérieur au sien. Quand ces deux services ne sont pas raccordés directement, la vente et l'achat de la puissance excédentaire suppose l'acheminement en transit par le réseau de transport d'un service intermédiaire. Ce type d'acheminement en transit est qualifié ici «d'acheminement en transit de réseau».

En général, ce type de transit se fait entre deux services publics et ne fait pas appel à des producteurs autres que les services publics. Les services d'électricité s'en servent pour étendre le territoire où ils peuvent écouler leurs surplus à court terme ainsi que leurs surplus à long terme persistants.

À titre d'exemples de transactions de courte durée nécessitant l'acheminement en transit de réseau, mentionnons les ventes et les échanges quotidiens, saisonniers et annuels de surplus temporaires de capacité et d'énergie d'économie ainsi que les ventes d'énergie d'un service à prédominance hydro-électrique durant les années où les conditions d'hydraulicité sont favorables.

L'acheminement en transit de réseau de courte durée n'est pas tributaire de l'aménagement d'installations nouvelles de production ou de transport en blocs conçues spécialement pour soutenir ce type de transaction. Cependant, si les goulots d'étranglement du réseau de transport empêchent ces activités, il peut s'avérer nécessaire d'accroître quelque peu la capacité de transport.

Les services d'acheminement en transit de réseau à long terme pourraient être utiles quand les échanges de diversité entre des réseaux à pointe hivernale et à pointe estivale font appel à un service de transport assuré par des intermédiaires, quand un service d'électricité à prédominance thermique souhaite vendre un excédent d'énergie hors-pointe, ou encore quand un service à prédominance hydro-électrique doit vendre des excédents saisonniers d'énergie. Pour fournir ces services, il n'est pas nécessaire d'aménager de nouvelles centrales, mais il faut parfois construire des installations supplémentaires de transport en blocs.

Dans le cadre de la présente évaluation, nous avons utilisé le logiciel CANEBEX5 pour estimer les avantages à court terme que pourraient procurer les transferts accrus d'énergie d'économie, y compris les échanges bilatéraux et l'acheminement en transit entre des réseaux non adjacents, dans l'Est du Canada et dans le Nord-Est des États-Unis (Ontario, Québec, Maritimes, État de New York et Nouvelle-Angleterre). La valeur totale des échanges bilatéraux potentiels dans cette région sur une période de cinq ans a été estimée à quelque 3 milliards de dollars, en dollars de 1990. Si on autorisait l'accès aux services d'acheminement en transit, ces avantages estimatifs augmenteraient de 10 %. D'autres régions peuvent offrir des occasions semblables de transferts d'énergie à court terme nécessaitant le recours à l'acheminement en transit.

Dans le cadre d'une étude parallèle sur la collaboration entre les services d'électricité, nous avons estimé les avantages supplémentaires à long terme qu'une collaboration accrue pourrait procurer. Pour réaliser certains de ces avantages, y compris quelques échanges de diversité saisonnière et-ou des ventes estivales garanties, il faudrait pouvoir compter sur l'acheminement en transit de réseau.

(ii) Acheminement en transit d'approvisionnement

À long terme, à mesure que la demande de son territoire de service s'accroît, un service d'électricité peut être appelé soit à construire lui-même une centrale, on soit à acheter la puissance nécessaire auprès d'un autre service public ou d'un autre producteur. Quand le coût de cet achat

est inférieur au coût marginal de production à long terme du service d'électricité déficitaire, ce dernier peut choisir la deuxième solution. Cependant, s'il n'est pas raccordé directement au fournisseur potentiel, il devra conclure une entente à long terme avec un service intermédiaire qui assurera l'acheminement en transit. Cette transaction peut aussi comporter l'aménagement d'une ligne de transport en blocs pour livrer la puissance, ou des ajouts majeurs aux réseaux de transport en place, au moins pendant une partie de la période contractuelle. Ce type d'acheminement en transit est qualifié «d'acheminement en transit d'approvisionnement».

L'accès à long terme à des services d'acheminement en transit permet à un service d'électricité d'agrandir le territoire dans lequel il peut trouver de nouvelles sources d'approvisionnement pour répondre à l'accroissement de la charge dans son propre territoire de service. Des appels d'offres peuvent être lancés sur une base régionale et les nouvelles sources de production peuvent appartenir soit à des services publics soit à des producteurs autres que les entreprises de service public, y compris des producteurs indépendants.

Dans le cadre de l'étude parallèle sur la collaboration entre les services d'électricité, nous avons estimé les avantages nets que pourraient procurer les ventes garanties d'électricité de longue durée. Quelques-unes des transactions cernées à la faveur de cette étude nécessiteraient ce type de service d'acheminement en transit.

Dans le cadre des principes et des concepts généraux applicables à l'accès au transport et à l'acheminement en transit qui sont décrits dans la présente évaluation, à la lumière des réactions des services d'électricité et des provinces à la politique mise de l'avant qui figurent dans le présent rapport, et dans le cadre plus général d'une collaboration accrue entre les services d'électricité qui fait l'objet d'un rapport connexe, nous avons élaboré les options suivantes afin de faciliter les ententes visant l'accès au transport et l'acheminement en transit. Il existe naturellement d'autres possibilités mais les options mises de l'avant représentent une gamme raisonnable de solutions de rechange à examiner.

OPTION A - Établir des politiques individuelles en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit

Même si, dans la présente étude, nous constatons que l'acheminement en transit commercial est actuellement un phénomène marginal au Canada, un service public d'électricité - B.C. Hydro - a élaboré

une politique d'accès au transport et s'apprête à conclure des ententes dans ce domaine avec d'autres services interconnectés. Il semble que d'autres services, notamment en Alberta, soient également en train d'établir leurs propres politiques d'accès au transport et d'acheminement en transit. Nous avons donc l'impression que dans la conjoncture changeante actuelle, d'autres services d'électricité pourraient être disposés à examiner ces questions. Si l'option énoncée en rubrique, chaque service d'électricité élaborerait ses propres lignes de conduite pour assurer l'accès au transport et l'acheminement en transit à d'autres services publics et aux autres producteurs. Cette option ne nécessiterait aucune nouvelle réglementation de la part du gouvernement fédéral.

OPTION B - Établir des politiques individuelles avec suivi du gouvernement fédéral

Si cette option était retenue, les services d'électricité établiraient leurs propres politiques et le gouvernement fédéral s'engagerait à surveiller régulièrement les résultats obtenus. Les ententes conclues dans le cadre de négociations volontaires entre des services publics d'électricité ou entre un service public et un producteur autre qu'une entreprise de service public pourraient être déposées auprès d'un organisme fédéral pour informer la population; elles pourraient aussi être utilisées par d'autres parties intéressées. La surveillance des progrès réalisés et la diffusion de l'information pourraient inciter davantage les services d'électricité à conclure des ententes en permettant une meilleure compréhension des points litigieux et le partage de l'expérience que des parties ont acquise en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit. Comme dans le cas de l'option A, le gouvernement fédéral ne serait pas obligé d'adopter de nouvelles réglementations.

OPTION C - Instituer des normes industrielles

Pour être fructueuses, les ententes d'acheminement en transit nécessitent la conclusion d'accords multilatéraux. Dans la présente option, les services d'électricité faisant partie de conseils de planification régionale, tels qu'ils sont décrits par l'Office dans son rapport sur la collaboration entre les services publics d'électricité, devraient non seulement établir leurs propres politiques d'accès au transport et d'acheminement entre services publics, mais devraient aussi collaborer pour établir des politiques d'ensembles d'accès au transport et d'acheminement en transit pour tous les membres y compris les producteurs indépendants. Ces questions devront être examinées car on mise davantage sur ces autres sources d'approvisionnement pour répondre à la demande prévue.

Même si, en élaborant ses propres politiques, un service d'électricité assurait l'accès au transport et aux services de transit à d'autres services d'électricité selon ses propres conditions, cela ne signifie pas que les participants parviendraient nécessairement à conclure des ententes commerciales acceptables pour les parties en cause. Si un comité était formé au sein des conseils de planification régionale pour superviser l'élaboration d'une norme industrielle, les services d'électricité auraient une tribune où comparer leurs politiques individuelles dans le but de les harmoniser et de les uniformiser.

Comme dans le cas de l'option B, les politiques individuelles des services d'électricité et les normes industrielles, au même titre que les ententes négociées de bon gré, seraient déposées auprès d'un organisme fédéral pour informer la population et pourraient être utilisées par d'autres parties intéressées. Le gouvernement fédéral ne serait pas obligé d'élaborer de nouvelles réglementations.

OPTION D - Négociations volontaires avec arbitrage non exécutoire

Cette option est un prolongement de l'option C. Le volet supplémentaire serait la création, au sein des conseils de planification régionale, d'un mécanisme de règlement des différends qui comprendrait l'arbitrage non exécutoire. Chaque membre pourrait demander la tenue d'une audience devant ses pairs. Dans toutes les circonstances, les services membres, qui sont les plus compétents dans les domaines technique, économique et financiers en cause, seraient chargés de l'application de ce mécanisme. Par conséquent, les gouvernements fédéral et provinciaux n'interviendraient d'aucune façon et tout reposerait sur les bons offices des membres qui ne font pas partie au différend, lesquels instruiraient les plaintes, proposeraient des solutions justes et équitables et, s'il y a lieu, exerceraient les pressions de pairs pour régler les questions litigieuses.

Cette option reposerait essentiellement sur la collaboration entre les services d'électricité, la bonne foi et les pressions appropriées exercées par des pairs objectifs. Même si elle ne garantirait pas les conclusions d'ententes commerciales, elle fournirait néanmoins le cadre permettant de mettre en lumière les divergences réelles et honnêtes et de les distinguer de celles découlant de mesures arbitraires et capricieuses.

Le mécanisme d'arbitrage décrit ici serait mis en place dans les conseils de planification régionale, et le personnel des services d'électricité étrangers aux différents agirait en qualité d'arbitres. On pourrait aussi

recourir aux services d'arbitrage d'un organisme non gouvernemental n'ayant aucun lien avec les services d'électricité ou les conseils régionaux en cause.

OPTION E - Arbitrage exécutoire

Dans le cadre de cette option, le mécanisme de règlement des différends est un peu plus poussé. S'ils croyaient à priori que le règlement des conflits serait impossible dans le cadre du processus décrit dans l'option D, les membres des conseils de planification régionale pourraient choisir l'arbitrage exécutoire comme moyen pour imposer une solution. Sous tous les autres aspects, le mécanisme serait identique à l'option précédente. La différence fondamentale résiderait dans le fait que, dans la présente option, les membres consentiraient au préalable à accepter le jugement des arbitres.

L'avantage que présente cette option par rapport à la précédente est la forte probabilité que les services d'électricité se présenteraient devant les arbitres seulement en faisant valoir leurs meilleurs arguments techniques, économiques et financiers. À cet avantage se greffe la quasi-certitude que les membres du comité d'arbitrage, formé de pairs de l'industrie, ne rendraient jamais un jugement qu'ils n'auraient pas eux-mêmes accepté pour leur propre service.

Par contre, l'arbitrage exécutoire pourrait avoir un effet négatif sur le climat de collaboration entre les services d'électricité dans d'autres secteurs. En fait, le recours à ce mécanisme traduirait l'incapacité des services d'électricité de trouver des solutions équitables dans la collaboration, la bonne foi et le respect mutuel.

OPTION F - Processus politique/réglementaire

Dans le cadre de cette option et la suivante, les services d'électricité et-ou les autres producteurs qui s'avéraient incapables de conclure des ententes d'acheminement en transit satisfaisantes sur le plan commercial, pourraient s'adresser à un organisme fédéral doté des pouvoirs voulus pour imposer une solution.

En vertu de la présente option, l'organisme fédéral désigné ne pourrait exercer ses pouvoirs que s'il en recevait l'ordre explicite du gouvernement fédéral et ce, cas par cas. Ce processus se compare aux pouvoirs dévolus à l'Office relativement à la construction et à l'exploitation des lignes interprovinciales

en vertu du paragraphe 58(4) de la Loi sur l'ONÉ. En effet, le gouverneur en conseil peut désormais décréter qu'une ligne de transport interprovinciale est une installation qui doit être construite et exploitée conformément aux dispositions de la Loi sur l'ONÉ. Même si cette disposition n'a jamais été appliquée, elle représente une mesure de dernier recours. Cela en soi devrait encourager et inciter les services d'électricité à conclure de bon gré des ententes satisfaisantes pour les parties en cause au lieu d'avoir à se conformer à une ordonnance fédérale. Si cette option était retenue, il faudrait modifier la Loi sur L'ONÉ et ses règlements d'application.

Option G - Processus réglementaire

Cette option est semblable à l'option F, sous réserve d'une différence appréciable. Les parties qui ne parviendraient pas à conclure des accords acceptables d'accès au transport et d'acheminement en transit pourraient demander réparation en présentant une demande directement à un organisme fédéral comme l'Office. Comme dans le cas de l'option F, il faudrait modifier la Loi sur l'ONÉ et ses règlements d'application.

AVANT-PROPOS

Le document du gouvernement fédéral sur la politique canadienne en matière d'électricité, qui a été diffusé en septembre 1988, portait sur de nouvelles mesures de réglementation des exportations d'électricité ainsi que sur la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport. Cette année-là, le gouvernement fédéral a également formé le Comité consultatif sur la confluence énergétique pour consulter les Canadiens dans le but ultime d'élaborer un vaste programme d'options énergétiques pour le siècle prochain. À l'automne de 1988, le Comité consultatif a publié son rapport intitulé «Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI[e] siècle» dans lequel il déclare que «le gouvernement du Canada pourrait jouer un rôle de chef de file essentiel dans la suppression des obstacles au commerce interprovincial» et il fait deux propositions précises :

- il faudrait organiser la production d'électricité en collaboration à l'échelle interprovinciale, lorsque cela est économiquement viable; et

- le gouvernement du Canada devrait préciser les conditions dans lesquelles une province peut avoir accès, sur une base commerciale, au réseau de transport ou de distribution d'électricité d'une autre province pour faire parvenir son électricité à un marché qu'elle ne peut atteindre qu'en traversant cette autre province.

Le gouvernement fédéral a reconnu qu'il fallait régler des questions difficiles d'ordre pratique et juridictionnel avant de pouvoir déterminer si des mesures politiques particulières s'imposaient dans ces domaines. Par conséquent, le ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office national de l'Énergie (l'Office) d'examiner le rôle que le gouvernement fédéral pourrait jouer pour éliminer les obstacles au commerce interprovincial de l'électricité. De façon plus précise, le Ministre a demandé à l'Office de mener un examen et de présenter un rapport sur les mesures qui peuvent être prises pour :

- accroître le commerce interprovincial de l'électricité;

- encourager une plus grande collaboration entre les services d'électricité pour ce qui est de la planification et de l'aménagement des réseaux; et

- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité de transport disponible des provinces autres que la province exportatrice à des fins d'acheminement en transit.

Dans le cadre de cet examen, l'Office a décidé de mener deux études distinctes. La première porte sur la collaboration entre les services publics d'électricité et constitue le fondement d'un autre rapport. La deuxième, qui porte sur l'acheminement en transit et l'accès au transport, a servi à l'élaboration du présent rapport.

L'Office a constaté qu'aux fins de l'examen de l'accès au transport et de l'acheminement en transit, il faudrait rassembler et analyser un grand nombre de données et de renseignements sur l'historique et l'état actuel de ces types de transactions en Amérique du Nord et qu'il faudrait également évaluer les obstacles techniques et économiques à la réalisation de l'acheminement en transit. Il a donc demandé à la société-conseil Casazza, Schultz & Associates, Inc. de Washington (D.C.) de rédiger un rapport sur les concepts et les principes de l'acheminement en transit entre les réseaux d'électricité interconnectés. En outre, pour démontrer que l'acheminement en transit pouvait procurer des avantages économiques réels, l'Office a mené une étude à l'aide du modèle CANEBEX5 pour quantifier les avantages associés à l'acheminement en transit de l'énergie d'économie dans les régions de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis qui forment le Northeast Power Coordinating Council (NPCC). En décembre 1990, l'Office a envoyé aux provinces, aux services d'électricité canadiens et aux autres parties intéressées le rapport de la société-conseil, les résultats de l'analyse CANEBEX5 et les résultats des études menées dans le cadre de l'examen de la collaboration entre les services d'électricité, pour qu'ils examinent ces documents et fassent part de leurs commentaires. Au printemps et à l'été de 1991, le personnel de l'Office et les représentants des provinces se sont rencontrés à plusieurs reprises pour examiner les documents fournis. L'information qui est ressortie de ces entretiens et des commentaires reçus par la suite a été incluse dans le présent rapport et en fait partie intégrante.

Dans le cadre du processus de consultation, l'Office entend solliciter les commentaires des parties intéressées sur les résultats de ces études préliminaires. Ces consultations jetteront les bases d'un dialogue productif sur les options qui sont offertes pour accroître les échanges interprovinciaux d'électricité.

REMERCIEMENTS

Le présent rapport n'aurait pu être réalisé sans la participation à part entière des gouvernements provinciaux et des services d'électricité canadiens. L'Office remercie sincèrement ces collaborateurs ainsi que la société Casazza, Schultz & Associates, Inc., car leur contribution constitue le fondement d'une grande partie des renseignements techniques contenu dans ce rapport.

APERÇU DU RAPPORT

Au chapitre 1, nous décrivons l'évolution de l'acheminement en transit au Canada. Nous établissons le contexte historique puis nous décrivons la situation actuelle dans ce domaine.

Le chapitre 2 porte sur les concepts et les principes de l'acheminement en transit. Nous décrivons les obstacles techniques et institutionnels à la prestation des services de transit et nous analysons les questions économiques connexes. Nous étudions l'incidence de l'acheminement en transit sur la planification et l'exploitation des réseaux. Nous décrivons également les accords de transit en vigueur aux États-Unis et nous les comparons à ceux qui existent au Canada. Cette analyse démontre qu'étant donné le fait que chaque service d'électricité a pour mandat de répondre à la charge de base de ses clients, les services d'électricité canadiens ne sont guère, voire pas du tout, intéressés à conclure des transactions de transit. Cependant, ils sont de plus en plus intéressés à utiliser les recettes tirées des ventes à d'autres provinces ou aux États-Unis pour abaisser les tarifs pratiqués dans leur territoire de service et ils souhaitent également devancer la construction de centrales pour répondre à la demande d'autres territoires de service jusqu'à ce que la production supplémentaire soit nécessaire pour satisfaire la demande locale. Pour réaliser nombre de ces transactions, ils devraient recourir à l'acheminement en transit. Les renseignements présentés dans ce chapitre ont été extraits du rapport préparé par Casazza, Schultz & Associates, Inc.

Dans le chapitre 3, nous décrivons une étude menée par l'Office, à l'aide du modèle CANABEX5, pour quantifier les avantages potentiels de l'acheminement en transit d'énergie d'économie dans le réseau interconnecté du Northeast Power Coordinating Council (formé de l'Ontario, du Québec, des Maritimes, de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre). Cette étude a révélé que les avantages globaux du réseau affichent une hausse pouvant atteindre 10 % si des transactions de transit sont effectuées. Cette augmentation de l'énergie thermique totale produite dans le réseau et les coûts de production connexes dans les cas où aucun échange d'économie d'énergie n'est effectué démontrent que l'acheminement en transit a pour effet de réduire la production thermique globale et le coût correspondant.

Dans le chapitre 4, nous proposons des principes directeurs pour la prestation de services de transit ainsi qu'une ligne de conduite pour l'acheminement en transit au Canada. Nous soumettons ensuite à l'examen des parties intéressées une gamme d'options réalisables qui pourraient améliorer l'accès aux services de transport et d'acheminement en transit et ainsi accroître les échanges interprovinciaux et internationaux d'électricité.

1. ÉVOLUTION DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT AU CANADA

1. ÉVOLUTION DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT AU CANADA

1.1 Contexte historique

Les avantages potentiels de l'acheminement en transit[1] sont reconnus depuis longtemps au Canada. Cependant, les difficultés techniques associées à l'acheminement en transit à très grande échelle, jumelées aux considérations politiques, ont empêché la réalisation de ces avantages.

L'acheminement en transit faisait partie intégrante du concept de réseau électrique national mis de l'avant pour la première fois par le premier ministre John Diefenbaker en 1959. En effet, ce dernier imaginait un «réseau électrique national qui se serait étendu de la rivière Hamilton à Terre-Neuve jusqu'au fleuve Columbia 1et à la rivière Taku en Colombie-Britannique». Tout en reconnaissant que les problèmes techniques associés au transport de l'énergie électrique sur de longues distances s'interposaient dans son rêve, il estimait que ces difficultés pouvaient être surmontées et que des blocs imposants de puissance bon marché pourraient «déborder» et être acheminés depuis les régions affichant un excédent aux régions déficitaires du Canada.

En 1960, le ministre des Affaires du Nord et des Ressources naturelles, a préconisé la mise en place d'un réseau électrique transcanadien qui distribuerait l'électricité dans toutes les régions du pays et constituerait l'assise de la mise en valeur de grandes réserves de puissance dans les régions éloignées du Nord. Ce concept était appuyé par la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick, l'Ontario et le Manitoba.

Vers 1962, l'idée avait fait suffisamment son chemin pour qu'une conférence-fédérale provinciale sur le transport de l'énergie sur de longues distances soit convoquée afin d'évaluer les avantages liés aux interconnexions régionales, de débattre des façons de régler les problèmes associés au transport de l'électricité sur de longues distances ainsi que de définir les rôles que les deux niveaux de gouvernement pourraient jouer dans la planification et la recherche

---

[1] Par acheminement en transit, on entend l'utilisation autorisée des installations de transport d'une tierce partie (service intermédiaire) par deux autres services d'électricité dont les installations de transport ne sont pas raccordées directement entre elles et ce, dans le but d'acheter, de vendre ou d'échanger de l'électricité entre eux.

nécessaires à la réalisation d'un tel projet. Même si le premier ministre du Québec n'a pas assisté à la conférence et si Terre-Neuve a exprimé des réserves, les participants à la conférence ont formé un comité de travail chargé d'organiser une étude sur un réseau national d'électricité dont l'objet premier était: de définir l'armature d'une interconnexion électrique transcanadienne; d'évaluer les avantages et les coûts probables de ce réseau; et de mener les études techniques et économiques détaillées nécessaires.

Le comité de travail a étudié le bien-fondé de la construction d'une ligne de transport à haute tension pan-canadienne qui suivrait un tracé au sud, d'Halifax à Vancouver. Il a également examiné les possibilités de raccorder les ressources hydro-électriques de la rivière La Paix en Alberta, du fleuve Nelson au Manitoba et de Churchill Falls (alors appelé Hamilton Falls) au Labrador. L'aménagement de ces emplacements hydro-électriques permettrait de reporter la construction de centrales au charbon dans les Prairies et les Maritimes. Le comité a conclu que la mise en place d'un réseau national faciliterait la mise en valeur des ressources hydro-électriques des régions éloignées du Canada et procurerait des avantages considérables aux économies nationale et provinciales.

Pendant que l'étude suivait son cours, le mandat original du comité a été élargi pour inclure l'examen des réseaux d'électricité régionaux qui pouvaient s'avérer une solution intermédiaire entre des réseaux provinciaux indépendants et un réseau national à pleine échelle qui procurerait nombre des avantages d'un réseau national sans certains des inconvénients. En outre, certaines des raisons à l'appui d'un réseau national ont été dépassées par les événements, dont la construction indépendante des centrales du fleuve Nelson et du fleuve Churchill. Ces facteurs, de même que le fait que les estimés des bénéfices nets du projet dans tout son ensemble étaient tout à fait sensibles aux hypothèses devancées, ont influé sur la décision du comité de travail fédéral-provincial de ne pas lancer d'autres initiatives visant la mise en place d'un réseau national.

Même si le concept d'un réseau national a été repris par la suite, on s'intéressait maintenant aux réseaux régionaux et au développement des marchés d'exportation. En 1974, le gouvernement du Canada a adopté une politique visant à appuyer le renforcement des interconnexions régionales. Lorsque, la même année, les provinces ont appuyé à nouveau le principe d'un réseau

national, le gouvernement fédéral a déclaré que toute initiative en ce sens devrait émaner des provinces, ce qui a donné lieu à une deuxième étude menée sous l'égide du Conseil consultatif interprovincial de l'énergie (CCIE) en 1977. Suite à cette étude, le CCIE a conclu qu'à ce moment-là, les avantages nets associés aux interconnexions renforcées qui présideraient à la mise en place d'un réseau national ne justifiaient pas l'installation des interconnexions.

Par la suite, on a examiné et étudié en détail des projets régionaux qui n'ont jamais été réalisés : le réseau de l'Ouest réunissant la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba; le réseau de l'Est intéressant l'Ontario, le Québec, Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard; et la Société de l'énergie des Maritimes concernant la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. Si ces projets avaient été menés à terme, ils auraient été fortement tributaires de l'acheminement en transit pour que les services d'électricité en cause profitent des avantages potentiels.

Cette succession d'événements ont fait qu'aujourd'hui, l'acheminement en transit au Canada est un phénomène isolé et à faible échelle. À titre d'exemple, mentionnons la Colombie-Britannique qui recourt à l'acheminement en transit pour ses exportations. Le Nouveau-Brunswick achemine l'électricité du New England Power Pool (NEPOOL) par son réseau à destination des services d'électricité du Maine qui ne sont pas raccordés au NEPOOL et il achemine également de l'électricité par le réseau voisin, le Maine Public Service, pour la livrer dans une autre partie de la province. En outre, Énergie Nouveau-Brunswick achemine l'électricité d'Hydro-Québec par son réseau, à destination de Maritime Electric à l'Île-du-Prince-Édouard, dans le cadre de contrats d'achat et de vente jumelés. C'est là le seul exemple où toutes les parties participantes sont des services d'électricité canadiens.

1.2 Situation actuelle sur le plan de l'acheminement en transit

L'acheminement en transit n'a jamais constitué un volet important des transactions entre les services d'électricité. Les quantités d'électricité acheminées en transit sont négligeables si on les compare à l'ensemble des transferts d'énergie entre services. Par exemple, en 1988, un total de 77 679 GW.h a fait l'objet de transferts interprovinciaux et internationaux et seulement 3 %

(2 493 GW.h) ont été acheminés en transit. L'acheminement en transit commercial a représenté 1,8 % et le reste, soit 1,2 %, a été le fait d'ententes de complaisance à la frontière.

L'absence d'acheminement en transit au Canada peut être attribuée aux trois principaux facteurs décrits ci-dessous :

- Mandats des services publics - La plupart des principaux services d'électricité appartiennent aux provinces et ont été établis pour distribuer l'électricité dans leur province d'appartenance. Par la passé, ils ont maintenu une capacité suffisante à cette fin dans chaque province.

- Géographie - Au total, on compte 16 grands services d'électricité au Canada et, en général, chacun d'eux dessert un nombre assez considérable de consommateurs et couvre une grande étendue géographique. À quelques exceptions près, les services forment une chaîne d'est en ouest. La production et la charge sont concentrées dans chaque territoire de service provincial et la capacité d'interconnexion entre les provinces est généralement moins grande que celle des lignes internationales correspondantes.

- Installations d'interconnexion - Le réseau électrique nord-américain est formé de services interconnectés comme l'illustre la figure 1.1. En pratique, les parties du réseau qui sont situées en territoire canadien peuvent se diviser en quatre blocs qui ne peuvent pas fonctionner en synchronisme et qui sont, par conséquent, reliés par des réseaux de transport CC.

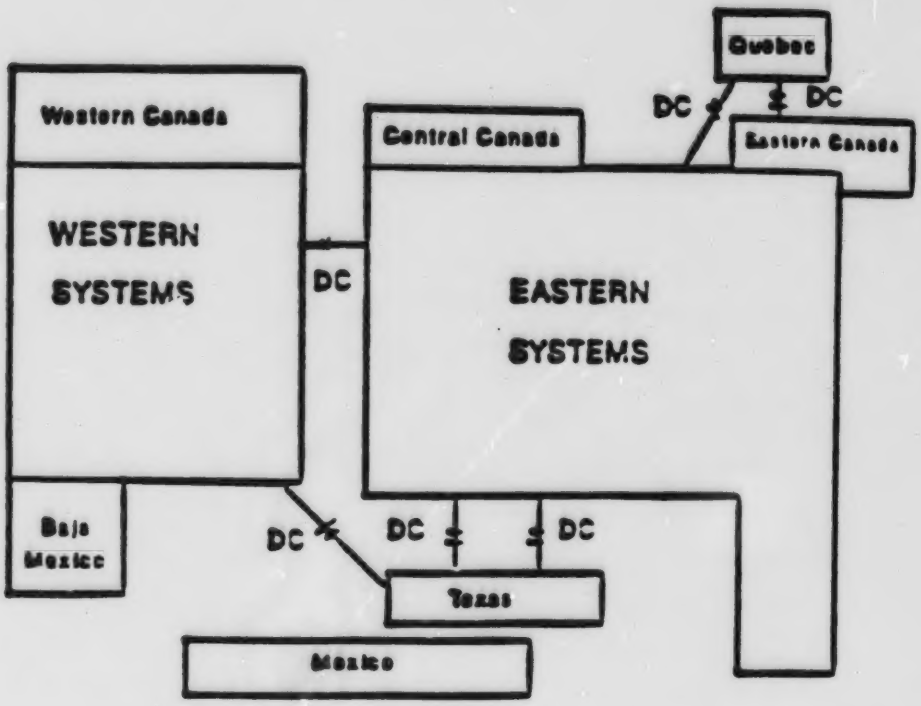
Voici les blocs en question :

- Colombie-Britannique et Alberta (réseaux de l'Ouest);

- Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse et Île-du-Prince-Édouard (réseaux de l'Est). (La Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario et les Maritimes pourraient être raccordés au moyen de l'interconnexion de l'est des États-Unis, mais les services d'électricité canadiens ne font pas de transactions selon ce tracé);

Figure 1.1

Les cinq réseaux synchrones nord-américains



- Québec et Labrador; et

- Terre-Neuve (pas illustrée).

Voici les observations qu'on peut faire à la lumière de la figure 1.1 :

- la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard peuvent échanger de l'énergie avec d'autres réseaux, canadiens ou américains, seulement en passant par le Nouveau-Brunswick;

- l'Alberta est reliée à l'interconnexion de l'ouest des États-Unis par la Colombie-Britannique;

- Terre-Neuve n'est raccordée à aucun autre réseau; et

- le Labrador est relié au réseau canadien par le Québec.

Ces observations indiquent qu'aux fins du transfert de l'énergie, la Colombie-Britannique, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont mieux placés sur le plan géographique que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard. Si les centrales prévues étaient aménagées au Labrador, Terre-Neuve pourrait procéder à des transferts d'énergie par le Québec.

L'un des cas les plus frappants où l'acheminement en transit aurait permis d'aboutir à des résultats différents est certes l'aménagement de Churchill Falls au Labrador. Comme Terre-Neuve ne pouvait pas recourir à l'acheminement en transit ni à un réseau de transport, elle a conclu des contrats de financement et de vente avec Hydro-Québec.

1.3 Pourparlers entre Terre-Neuve et Ottawa sur l'acheminement en transit, 1980 à 1983

Au début des années 1980, des pourparlers ont eu lieu entre Terre-Neuve et Ottawa concernant l'ajout possible d'une disposition visant l'acheminement en transit dans la Loi sur l'Office national de l'énergie. Ces pourparlers visaient deux objectifs :

- examiner le contrat d'achat de puissance de Churchill Falls déjà en vigueur;

- prévoir l'acheminement en transit par le réseau d'Hydro-Québec de puissance des futures centrales;

Les entretiens ont porté sur des dispositions législatives qui :

- permettraient à l'Office d'autoriser la construction et l'exploitation d'une ligne de transport interprovinciale et lui conféreraient les pouvoirs d'expropriation voulus;

- permettraient à l'Office d'exiger le transport de l'électricité entre les provinces par les réseaux en place et d'en établir les modalités dans les cas où il existe une capacité de transport excédentaire ou que les réseaux des services d'électricité sont d'accord pour procéder. Les mesures législatives proposées n'auraient pas obligé le service d'acheminement en transit à construire des installations de transport à cette fin; elles n'auraient prévu l'acheminement en transit que dans les cas de capacité de transport excédentaire; et

- permettraient à l'Office d'ordonner le transport de l'électricité entre les provinces même si le service assurant l'acheminement en transit serait obligé de construire des installations additionnelles à cette fin.

Suite à quelques débats, le gouvernement fédéral a établi la *Loi sur la sécurité de l'énergie* qui, entre autres modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, a conféré à l'Office le pouvoir expresse d'autoriser l'expropriation de terres pour la construction de lignes interprovinciales qui est précisée par le gouverneur en conseil. Aucune construction n'a encore été précisée.

La *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie* (projet de loi C-108) a été proclamée le 1er février 1983 et elle prévoit que les lignes de transport interprovinciales désignées doivent être construites et exploitées comme des lignes internationales. L'Office est donc habilité à réglementer ces lignes et à exproprier les terres nécessaires pour leur construction.

1.4 Enquête de l'Office national de l'énergie

En septembre 1986, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office d'examiner les règlements sur l'électricité et de lui faire part des changements qui permettraient de les simplifier et de les réduire. À ce moment-là, l'Office délivrait des ordonnances ou des licences autorisant les exportations d'électricité, délivrait des certificats autorisant la construction et l'exploitation de lignes internationales servant aux exportations et approuvait les tracés détaillés de ces installations.

En réponse à cette demande, l'Office a décidé que dans le cadre de son enquête globale, il tiendrait une audience publique pour obtenir le point de vue des parties intéressées sur les questions liées à la réglementation des exportations d'électricité et des lignes internationales de transport.

En ce qui a trait à l'acheminement en transit et à l'accès aux installations de transport, on a discuté des services canadiens qui disposent d'une puissance excédentaire exportable et qui, pour accéder aux marchés américains, doivent emprunter les réseaux de transport d'autres services ou construire des installations de transport distinctes traversant une autre province à destination des États-Unis.

Quelques parties intéressées ont exprimé leur opinion sur l'accès aux marchés américains en invoquant l'article 90.1 de la Loi sur l'Office national de l'énergie qui autorise le gouverneur en conseil à statuer qu'une installation devant être construite pour le transport de l'électricité d'un endroit donné dans une province à un endroit au Canada situé à l'extérieur de la province est une installation à laquelle les dispositions de la Loi sur l'Office de l'énergie devraient s'appliquer.

Voici les modifications possibles à la Loi sur l'Office national de l'énergie que les spécialistes ont relevées concernant le transport en transit des exportations et l'accès aux lignes construites expressément pour les exportations :

- modifier la Loi afin d'établir une réglementation fédérale de l'accès aux installations de transport pour l'acheminement en transit des exportations d'électricité;

- modifier la Loi afin d'établir une réglementation fédérale de l'accès aux installations de transport pour l'acheminement en transit des exportations d'électricité, mais les articles pertinents seraient proclamés à une date ultérieure si les services d'électricité ne parvenaient pas à une entente;

- modifier la Loi de façon à ce que la construction et l'exploitation des lignes servant au transport de l'électricité et traversant une province adjacente à la province exportatrice relèvent explicitement de l'Office;

- modifier la Loi de façon que la construction et l'exploitation des lignes servant exclusivement aux exportations et traversant une province adjacente à la province exportatrice ne relèvent pas de l'Office; et

- maintenir le status quo.

1.5 Enquête sur la confluence énergétique

En avril 1987, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a amorcé une enquête sur la confluence énergétique dans le but de procéder à un vaste examen des questions énergétiques canadiennes, d'étudier la situation énergétique actuelle au Canada et de tenter de cerner et d'évaluer les options pour l'avenir. Un comité consultatif constitué de 23 membres a été nommé pour effectuer cet examen.

Pour stimuler le débat et amener les Canadiens à faire part de leurs connaissances et de leurs points de vue, le Comité consultatif a organisé trois conférences et quatre colloques dans différentes régions du Canada auxquels quelque 700 producteurs d'énergie, consommateurs, groupes à vocation particulière et représentants ont été conviés. En outre, il a commandé des études pour faire le point sur les recherches en cours, publié une affiche d'information dans les

quotidiens puis distribué une brochure intitulée «La problématique de l'énergie» pour susciter l'intérêt des Canadiens et inviter le public à faire connaître ses réactions.

Le rapport du Comité consultatif de la confluence énergétique intitulé «Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI[e] siècle» a été diffusé en août 1988. Ce rapport décrit un ensemble de principes que, selon le Comité, le gouvernement du Canada devrait adopter pour orienter la politique énergétique canadienne. Il portait sur toutes les facettes de l'énergie au Canada, notamment la mise en valeur, la sécurité, l'environnement, les marchés, le régime fiscal, le rendement énergétique et la technologie. Il renfermait aussi des observations sur des sujets tels que le commerce, le développement du Nord, les questions fédérales-provinciales, les mégaprojets et la production d'énergie nucléaire.

En ce qui a trait au commerce interprovincial et à l'acheminement en transit, le Comité consultatif estimait que «le gouvernement du Canada pourrait jouer un rôle de chef de file essentiel dans la suppression des obstacles» et il a fait deux propositions précises :

- il faudrait organiser la production d'électricité en collaboration à l'échelle interprovinciale, lorsque cela est économiquement viable; et

- le gouvernement du Canada devrait préciser les conditions dans lesquelles une province peut avoir accès, sur une base commerciale, au réseau de transport ou de distribution d'électricité d'une autre province pour faire parvenir son électricité à un marché qu'elle ne peut atteindre qu'en traversant cette autre province.

À la lumière des recommandations contenues dans le rapport sur la confluence énergétique, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a commandé l'examen du commerce entre les service d'électricité visant à cerner les mesures susceptibles d'accroître la collaboration et l'accès au transport entre les services canadiens.

1.6 Examen du commerce entre les services d'électricité

Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office d'entreprendre un examen visant à cerner les mesures qui peuvent être prises comme il se doit pour :

- accroître le commerce interprovincial de l'électricité;

- encourager une plus grande collaboration entre les services d'électricité pour ce qui est de la planification et de l'aménagement des réseaux; et

- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité de transport disponible des provinces autres que la province exportatrice à des fins d'acheminement en transit.

Pour cerner les mesures susceptibles d'accroître l'accès aux installations de transport au Canada, l'Office a lancé deux projets:

- étude des questions techniques liées à l'acheminement en transit; et

- quantification de certains avantages potentiels rendus possibles par l'acheminement en transit.

Le premier projet porte sur les difficultés techniques et économiques associées à l'acheminement en transit ainsi que sur les méthodes d'atténuation de ces difficultés tandis que le second fait appel à la simulation sur ordinateur pour quantifier quelques-uns des avantages potentiels de l'acheminement en transit dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis.

2. CONCEPTS ET PRINCIPES DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT

2. CONCEPTS ET PRINCIPES DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT

Le présent chapitre est un résumé du rapport présenté à l'Office national de l'énergie par Casazza, Schultz and Associates, Inc., le 31 août 1990. Ce rapport était intitulé "Concepts and Principles of Wheeling among Interconnected Electric Utilities".

2.1 L'exploitation des réseaux d'électricité et la question de l'accès aux installations de transport et de l'acheminement en transit

Les réseaux d'électricité ne créent pas d'énergie; ils convertissent l'énergie d'une forme à une autre et l'acheminent de sa source à l'endroit où elle est utilisée. À cette fin, ils sont dotés de génératrices, qui convertissent l'énergie en électricité, et d'installations de transport qui intègrent ces sources de production et livrent l'énergie.

Vous trouverez ci-après l'excellent résumé général des composantes d'un réseau d'électricité qui a été présenté dans le rapport soumis au Congrès américain par l'Office of Technology Assessment[1].

RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ

Un réseau d'électricité comprend des centrales qui produisent l'électricité; des lignes de transport qui acheminent l'électricité sur de longues distances; des lignes de distribution qui livrent l'électricité aux consommateurs; des postes reliant les pièces les unes aux autres, et des centres de commande qui coordonnent l'exploitation. Les centrales sont habituellement alimentées par des combustibles fossiles ou font appel à la fission nucléaire ou aux ressources hydrauliques.

En général, les centrales produisent de l'électricité en courant alternatif (CA) à raison de 60 cycles/seconde (Hertz ou Hz), à des tensions de 12 à 30 kV. La fréquence des centrales d'un réseau doit être synchronisée avec précision. Les centrales sont dotées de régulateurs de tension automatiques qui contrôlent la tension de sortie ainsi que de régulateurs de vitesse qui modifient le débit en fonction des conditions changeantes du réseau. Outre la puissance réelle, la puissance

---

[1] U.S. Congress, Office of Technological Assessment, ELECTRIC POWER WHEELING AND DEALING : TECHNOLOGICAL CONSIDERATIONS FOR INCREASING COMPETITION, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., mai 1989, p. 10.

réactive ou VAR doit être surveillée et contrôlée pour maintenir la tension.

Les lignes de transport acheminent l'énergie électrique des centrales aux réseaux de distribution. La plupart de ces lignes sont des lignes aériennes CA conçues pour fonctionner à des tensions se situant entre 69 et 735 kV. Les transformateurs servent à élever la tension de la génératrice au niveau de la tension de transport puis à la rabaisser au niveau du réseau de distribution (généralement inférieure à 35 kV) à l'autre extrémité. Quelques segments des câbles de transport en courant continu et souterrains servent à des fins spéciales, mais ils sont moins courants que les lignes aériennes à CA.

Un réseau de transport est constitué d'un groupe interconnecté de lignes de transport. Presque tous les services d'électricité sont raccordés aux services voisins par une ou plusieurs lignes d'un réseau de transport. L'exploitation concertée du réseau d'électricité est assurée par des secteurs ou régions de commande. Un secteur de commande est une région géographique dotée d'un centre de commande chargé d'exploiter le réseau dans le secteur en question. Un ou plusieurs services d'électricité peuvent constituer un secteur de commande.

Les centres de commande utilisent divers appareils et méthodes. Le matériel de surveillance et de communication appelé «appareils de télémesure» sert à informer le centre du débit de sortie de la génératrice et des conditions du réseau tandis que les appareils d'analyse assistée par ordinateur et de traitement des données, jumelés à l'expertise des techniciens, indiquent avec précision comment exploiter les génératrices et les lignes de transport. En général, ce matériel et ces méthodes sont agencés en trois systèmes se chevauchant qui sont parfois intégrés pour former un système de gestion complet de l'énergie. Ce sont le système de contrôle automatique des génératrices qui coordonne le débit des génératrices, le système de surveillance et d'acquisition de données qui coordonne les tensions de l'équipement des lignes de transport et des génératrices, et le système d'analyse qui surveille et évalue la sécurité et le rendement du réseau et planifie les opérations.

En général, les secteurs de commande fonctionnent en synchronisme, raccordés directement les uns aux autres, de sorte qu'une perte de capacité génératrice ou l'accroissement de la charge d'un secteur sont compensés par un accroissement de la production dans l'ensemble du réseau. Chacun de ces systèmes synchrones constitue en fait une machine individuelle qui s'étend sur une grande

superficie.[2] Cinq réseaux synchrones semblables desservent toute l'Amérique du Nord comme l'illustre la figure 1.1 du chapitre 1.

2.1.1 Fiabilité

Il est impossible d'emmagasiner l'électricité : la production et la consommation de l'énergie électrique doivent être simultanées. Par conséquent, la fiabilité est très importante pour les exploitants et les planificateurs de réseau.

Selon le North American Reliability Council (NERC), la fiabilité comporte deux volets[3] :

- suffisance - disponibilité d'une capacité de production et de ressources énergétiques (p. ex. combustible, ou eau pour les centrales hydrauliques) suffisantes pour répondre aux besoins normaux; et

- sécurité - capacité du réseau de résister aux pertes de composantes majeures (p. ex. génératrice, transformateur ou ligne de transport) et de continuer de fournir un service approprié.

Pour répondre aux besoins normaux du réseau, il faut qu'une capacité de production suffisante soit installée pour répondre à la demande de pointe du réseau tout au long de l'année et ce, même en cas de panne d'équipement, appelée généralement «panne forcée», et quand l'équipement est immobilisé pour l'entretien courant, soit les «pannes programmées». Ces pannes peuvent se produire dans les centrales ou dans le réseau de transport. Pour y faire face, on a besoin de réserves tant de production que de transport.

L'électricité que le réseau doit fournir se mesure de deux façons :

- la charge ou la demande maximale qui doit être satisfaite à un moment donné; cette demande est mesurée en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW) (un mégawatt équivaut

---

2 Thomas P. Hughes, «SYSTEM BUILDERS, TECHNOLOGY'S MASTER CRAFTMEN», CIGRE *Electra*, n° 109, décembre 1986.

3 1989/1990 WINTER ASSESSMENT, North American Electric Reliability Council, 1989.

à 1 000 kilowatts); et

- la quantité totale d'énergie qui doit être fournie pendant une période de temps; cette énergie est mesurée en kilowattheures (kW.h) ou en mégawattheures (MW.h).

Pour répondre à la demande maximale, les réseaux d'électricité doivent à la fois installer et exploiter une capacité de production suffisante. En tout temps, la capacité de production du réseau équivaut à la somme de la capacité fiable nette[4] de chaque centrale qui peut être livrée au réseau.

Pour répondre aux besoins globaux en énergie du réseau, on doit disposer de quantités suffisantes de ressources hydro-électriques, de combustible ou d'autres ressources. Cela suppose un ordonnancement approprié de l'utilisation des ressources hydro-électriques et l'entreposage de réserves suffisantes de combustible. Dans ce contexte, le terme énergie désigne la quantité d'électricité qui a été ou qui peut être produite au cours d'une période de temps.

Outre la continuité du service, le consommateur d'électricité exige que la puissance soit livrée à une tension appropriée de sorte que ses appareils fonctionnent à une capacité maximale et ne soient pas endommagés. Vu la nature des réseaux d'électricité, cette tension peut être maintenue seulement si des quantités suffisantes de puissance réactive sont fournies en tout temps. Pour fournir la puissance réactive, il n'est pas nécessaire de recourir aux ressources énergétiques ni utiliser une capacité quelconque en mégawatts des génératrices. Cette puissance est fournie par des dispositifs appelés condensateurs, par les «champs magnétiques» de ces derniers et par certains autres éléments du réseau.[5]

2.1.2 Le réseau de transport

En Amérique du Nord, la vaste majorité des lignes de transport sont en courant alternatif (CA).

Dans chaque région synchrone, les réseaux de lignes de transport raccordent les diverses centrales

---

[4] EQUIPMENT AVAILABILITY REPORT, North American Electric Reliability Council (NERC), 1983, page 77.

[5] ELECTRIC UTILITY SYSTEMS AND PRACTICES, 4e édition, publié par Homer Rustebakke, New York (New York), 1983.

et les relient aux points de consommation ou de livraison. À ces points de livraison, la tension de la puissance est abaissée et la puissance est livrée aux consommateurs.

Les réseaux de transport CA sont complexes et doivent être conçus avec soin et exploités de façon à faire face aux imprévus au niveau de la production et du transport dans des conditions de charge qui changent constamment. Contrairement aux réseaux téléphoniques, aux réseaux de gaz et aux réseaux d'aqueduc, l'électricité ne peut pas être dirigée ou contrôlée de façon à suivre des trajectoires prescrites. En tout temps, la puissance emprunte plusieurs trajectoires établies conformément aux règles de l'art connues sous le nom de lois de Kirchoff. En outre, comme nous l'avons mentionné précédemment, l'électricité doit être produite et livrée au moment où elle est nécessaire. Elle ne peut pas être emmagasinée dans un «entrepôt» en vue d'une utilisation ultérieure.[6]

La capacité d'un réseau de transport CA[7] de livrer la puissance constitue également une question complexe et elle dépend de l'agencement du réseau, de la taille des conducteurs et de leur type, de la longueur des lignes, de l'emplacement des sources de production, des charges et autres facteurs. Cette capacité peut être restreinte par les conditions de stabilité dynamique à flux constant applicables aux lignes plus longues, par l'instabilité de la tension ou par le réchauffement des conducteurs. En outre, on doit vérifier la capacité des disjoncteurs et des dispositifs de protection quand de nouvelles génératrices sont installées et que des modifications sont apportées au réseau. À cette fin, des ingénieurs spécialisés doivent mener de nombreuses analyses techniques pour déterminer la capacité d'un réseau de transport.[8]

Les services d'électricité utilisent des lignes CA parce qu'elle coûtent généralement moins cher et qu'elles sont plus faciles à raccorder dans des réseaux fiables que les lignes CC. Dans des cas spéciaux cependant, notamment quand des blocs imposants de puissance doivent être acheminés sur de longues distances ou quand de grandes régions synchrones doivent être interconnectées avec seulement quelques interconnexions, les lignes CC peuvent être avantageuses. En effet, ces lignes

---

6 «UNDERSTANDING THE TRANSMISSION ACCESS AND WHEELING PROBLEM», J. A. Casazza, Public Utilities Fortnightly, 31 octobre 1985.

7 «TRANSFER CAPABILITY - A REFERENCE DOCUMENT», National Electric Reliability Council (NERC), octobre 1980, pages 6 et 7.

8 ELECTRIC UTILITY SYSTEMS AND PRACTICES, 4e édition, publié par Homer Rustebakke, New York (New York), 1983.

présentent un avantage par rapport aux lignes CA du fait que la quantité de puissance qui circule dans chaque ligne peut être contrôlée et maintenue à un niveau précis.

2.1.3 Répartition économique

Le coût marginal de production d'une centrale est le coût additionnel, le kilowattheure, que représente la production d'une faible quantité additionnelle d'énergie dans cette centrale (coût marginal croissant) ou la réduction du coût de production d'un kW.h attribuable à la production d'une quantité moindre d'énergie (coût marginal décroissant). En général, ce coût marginal comprend principalement les coûts additionnels du combustible, mais aussi tous les autres frais d'exploitation qui varient en fonction du niveau de la production de puissance. Le coût marginal d'une génératrice correspond presqu'exclusivement au coût du combustible consommé et dépend également du degré d'efficacité avec lequel elle convertit ce combustible en électricité. Dans le cas d'une centrale thermique type, le coût marginal augmente à mesure que la production s'accroît pour passer de la puissance nominale de sortie minimale à la puissance maximale. Le coût marginal d'une centrale est différent de son coût moyen, lequel diminue généralement à mesure que la puissance produite augmente.

La répartition économique consiste à répondre aux besoins globaux en puissance du réseau en tout temps en attribuant la charge à chacune des centrales disponibles de façon que le coût marginal croissant de celle-ci soit identique à celui des autres centrales. Les centrales dont le coût marginal croissant le plus élevé est inférieur à ce coût moyen fonctionnent naturellement à pleine capacité.

De nos jours, les réseaux d'électricité sont répartis et exploités en fonction de leurs coûts marginaux de production. En raison de cette pratique générale, il arrive souvent qu'un service produise de l'électricité qui sera consommée par quelques clients d'un autre service quand le premier service peut produire la puissance supplémentaire à un coût inférieur. On atteint donc un niveau maximal d'efficacité économique dans l'utilisation de l'investissement et dans le coût d'exploitation de ces réseaux. Aucune autre industrie ne fonctionne dans ce cadre où tous les fournisseurs travaillent de concert pour fournir un produit commun en recourant aux centrales dont le coût marginal de production des unités additionnelles d'énergie nécessaires est le plus bas, peu importe quel service est propriétaire de la centrale.

La seule exception à cette production fondée sur les coûts marginaux est reliée à l'ajout récent d'installations de cogénération et d'installations réglementaires. L'ajout proposé d'installations de production indépendantes aurait pour effet d'accroître la production qui ne fait pas l'objet d'une exploitation économique reposant sur les coûts de production marginaux croissants.

2.1.4 Limites des réseaux de transport

Lorsqu'on recourt à la répartition économique pour minimiser le total des coûts de production, on doit tenir compte de la capacité maximale du réseau de transport d'acheminer la puissance de façon fiable. Si ce mode d'exploitation a pour effet de transférer trop de puissance d'une région à une autre, il y a lieu de réduire la puissance produite dans la région expéditrice et d'accroître celle des centrales situées dans la région réceptrice. Cette dérogation à la répartition économique pour tenir compte des limites des réseaux de transport entraîne une hausse des coûts imputable à ces contraintes.

Il est important de souligner que les transactions entre les services d'électricité se font simplement en augmentant la production du service expéditeur et en réduisant celle du service récepteur. Quand deux réseaux sont raccordés par plus d'une ligne de transport CA, que ce soit directement ou indirectement par l'intermédiaire d'autres services, il est impossible de procéder à des échanges sur une ligne particulière. La puissance est acheminée d'un réseau à l'autre conformément aux lois de la physique qui régissent la transmission de l'électricité. Dans le supplément du rapport qu'elle a présenté à l'Office national de l'énergie, la société Casazza, Schultz & Associates Inc. analyse en détail les obstacles physiques au transport.

En résumé, il existe des limites au-delà desquelles le réseau de transport n'est plus en mesure d'acheminer en toute sécurité de la puissance additionnelle même si cela serait économique. Ces limites ont pour effet de réduire la fiabilité et d'accroître les besoins en réserves de production. Elles peuvent aussi accroître le total des coûts de production en nuisant à l'exploitation économique des réseaux et notamment à la répartition économique.

2.1.5 Secteurs et fonctions de commande

Les services d'électricité sont raccordés à leurs voisins par une ou plusieurs lignes de transport

et, à moins de dispositions contraires, il revient à chaque service de fournir la puissance utilisée par ses clients sans absorber celle de ses voisins ni leur envoyer de la puissance non désirée. Ce principe général est appliqué par la création de secteurs de commande.

Par secteur de commande, on désigne un service ou un groupe de services présentant les caractéristiques suivantes :

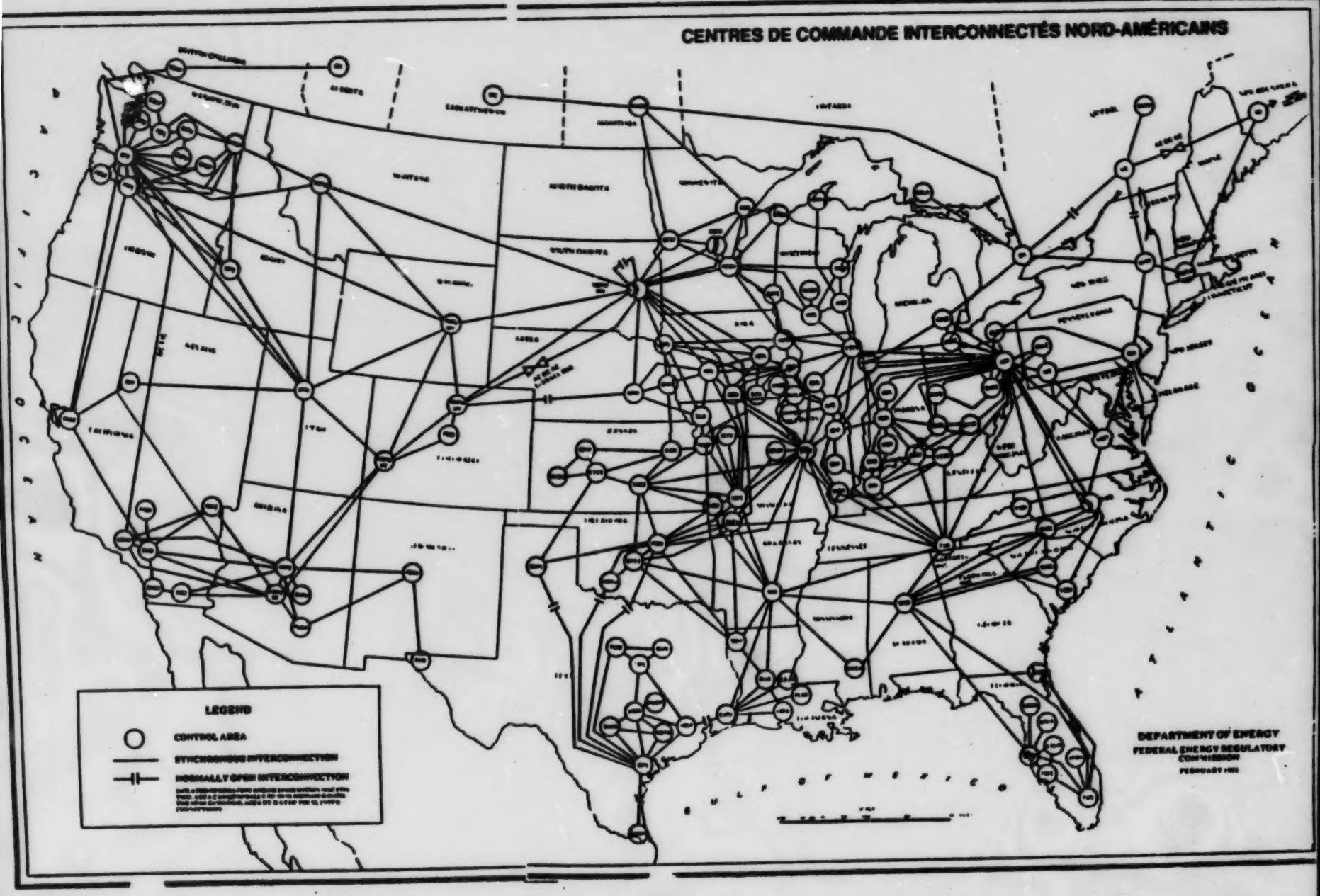
- la puissance totale acheminée entre le secteur de commande et les secteurs voisins est contrôlée par le centre d'exploitation du secteur de commande; et

- des contrôles automatiques rajustent la puissance produite par les génératrices à l'intérieur des secteurs de commande de manière à ce que la puissance totale qui franchit les frontières du secteur région de commande est égale aux ventes ou aux achats nets conclus entre les services à l'intérieur et à l'extérieur de ce secteur. C'est ce qu'on appelle le contrôle des charges des interconnexions.

Au Canada et aux États-Unis, tous les services d'électricité constituent un secteur de commande ou font partie d'un de ces secteurs. L'exploitation de secteurs de commande garantit que, globalement, les services faisant partie d'un même secteur s'acquittent de leur responsabilité consistant à répondre à leur propre demande et à exécuter les transactions programmées avec les autres réseaux. Même si ce mode d'exploitation n'assure pas l'acheminement de quantités précises sur des lignes spécifiques, il assure une forme de contrôle du fait qu'on peut préciser la quantité totale d'électricité qui est acheminée dans un secteur ou à l'extérieur de celui-ci. La figure 2.1 présente une carte des grands secteurs de commande du Canada et des États-Unis.

Les secteurs de commande collaborent entre eux afin de maintenir la fréquence de production à 60 Hz en rajustant leur production chaque fois que la fréquence déroge à cette norme. Une capacité de transport doit être réservée pour cette fonction étant donné que les écarts sont généralement causés par la perte d'une source majeure de production comme une centrale complète, d'où des appels de courant dans une vaste région géographique. Si, par exemple, une génératrice puissante tombe en panne dans l'État de la Georgie aux États-Unis, une faible proportion de la capacité de production perdue sera remplacée par les génératrices d'Ontario

Figure 2.1


CENTRES DE COMMANDE INTERCONNECTÉS NORD-AMÉRICAINS
LEGEND
CONTROL AREA
DEPARTMENT OF ENERGY
FEDERAL ENERGY REGULATORY

Hydro, ce qui aura pour effet d'accroître la charge des interconnexions de transport qui acheminent l'électricité de l'Ontario au New York Power Pool.

2.1.6 Évolution de la situation dans le domaine de l'accès aux réseaux de transport aux États-Unis

Depuis plus de 100 ans, on observe l'évolution des réseaux de transport aux États-Unis et, depuis plus de 60 ans, les services d'électricité d'Amérique du Nord possèdent des réseaux de transport interconnectés. Les clauses contractuelles et la réglementation applicables à l'utilisation de ces interconnexions ont été élaborées avec succès et nombre de contrats d'acheminement en transit ont été bien exécutés.

Au cours des dernières années, de nouvelles forces de changement se sont manifestées aux États-Unis et à l'échelle mondiale, et leur objectif principal est d'améliorer la rentabilité des réseaux d'électricité par le recours accru à la concurrence et aux forces du marché.[9]

2.1.7 Pourquoi une concurrence plus vive?

Les avantages de la concurrence sont bien connus. Tout le monde veut abaisser ses coûts et accroître sa part du marché et ses gains. Ce sont là des facteurs de persuasion importants. D'aucuns estiment que les avantages de la concurrence n'ont pas été pleinement réalisés aux États-Unis dans le domaine de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Ces personnes veulent absolument trouver des moyens inédits de réaliser ces avantages et ils proposent que l'électricité soit produite selon les lois de la concurrence et fournie aux réseaux par des producteurs autres que les services publics. D'autres préconisent la mise en place d'un réseau de transport «en commun» qui permettrait la création d'un marché libre pour la production et la vente de l'électricité.

---

[9] Voir par exemple les documents suivants :

a) Énoncé de politique d'ELCON (association de grands consommateurs industriels)

b) Publications du groupe d'étude sur la politique d'accès au transport (qui représente un grand nombre de services d'électricité municipaux et coopératifs)

c) Déclarations de plusieurs sociétés qui aménagent des installations répondant aux normes de la PURPA et d'autres centrales indépendantes

d) Documents RM-88-4; RM88-5; RM88-6 de la FERC - Avis de projet de réglementation, mars 1988 et nombreuses réponses.

Il est vrai que les fournisseurs et les acheteurs d'électricité doivent avoir accès au réseau de livraison (c'est-à-dire au réseau de transport) si l'on veut que la concurrence s'établisse, mais en réalité, il n'y a qu'un seul réseau de transport. Pour qu'il y ait de la concurrence, il faut donc que tous les fournisseurs et les acheteurs aient accès à ce réseau.

Les réseaux d'électricité à propriété unique constituent un seul et même réseau lorsqu'ils sont interconnectés. Lorsque plusieurs parties utilisent ce réseau unique de façons disparates en poursuivant leurs intérêts personnels, les forces interactives peuvent avoir des effets néfastes pour l'ensemble. De toute évidence, le contrôle et la coordination de ces diverses utilisations du réseau servent l'intérêt commun.

2.1.8 Autres forces de changement

Il est difficile de présenter une vue globale unique de l'ensemble des États-Unis car les problèmes étatiques et régionaux peuvent être différents. En général, cependant, les forces fondamentales du changement aux États-Unis sont les suivantes :

. Évolution de la conjoncture économique

1. Aucune augmentation appréciable des ressources hydrauliques, ce qui accroît la concurrence à l'égard de l'énergie bon marché produite à partir de ressources de plus en plus précieuses.

2. Il y a dix ans, les différences de prix entre les catégories de combustibles et les régions étaient appréciables. À l'heure actuelle, ces écarts sont moins importants qu'il y a quelques années. Il est donc probable que d'ici cinq ans, on observe à nouveau des différences appréciables si les prix du pétrole importé augmentent sensiblement.

3. Les surplus de réserves de production que l'on enregistre maintenant n'existeront plus dans cinq ans. La capacité génératrice excédentaire et l'énergie disponible pour la vente à d'autres réseaux diminueront de façon appréciable comme l'illustre la figure 2.2.

Réserve de production totale
Réseaux américains

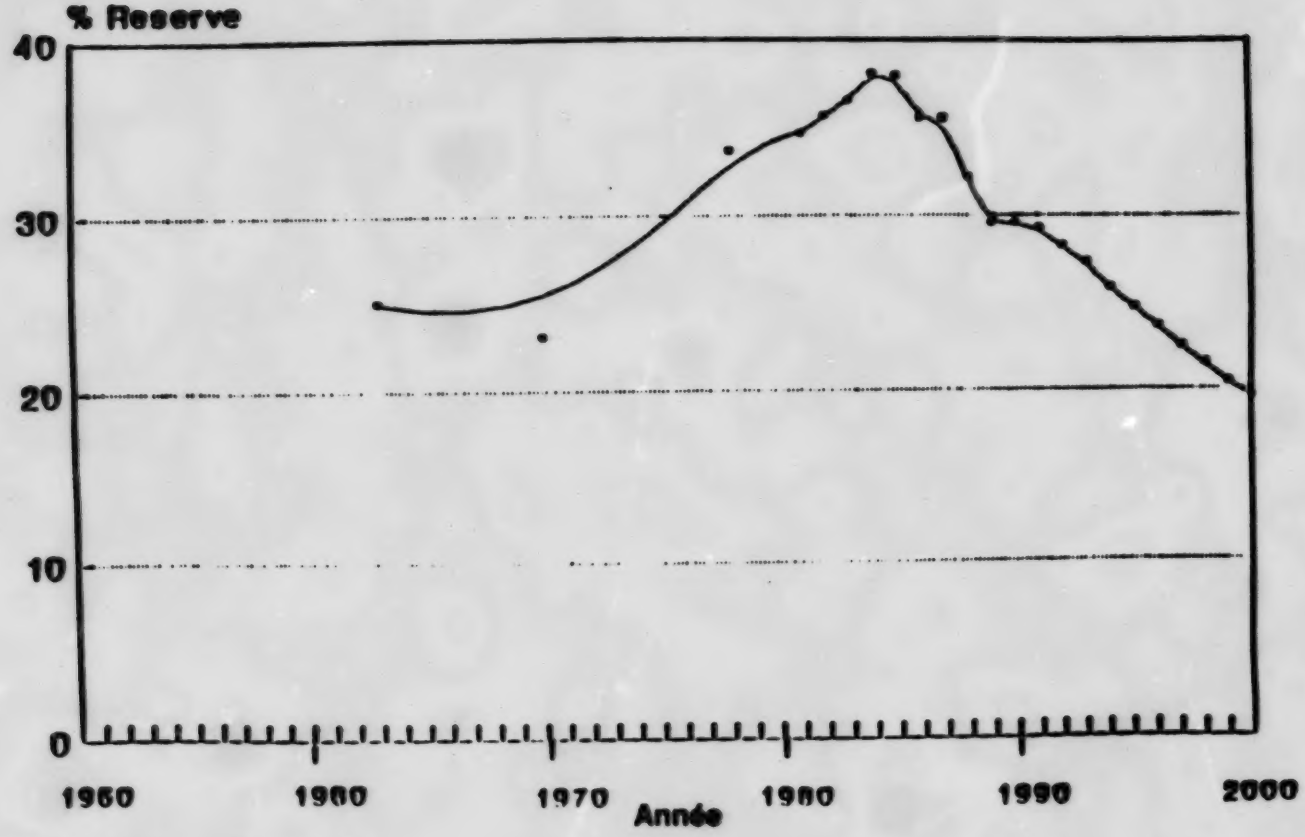


Figure 2.2

Data from "Electricity Supply & Demand", NERC, 1970 -> 1989 editions, and from "National Power Survey", 1964 & 1970.

4. Les centrales nucléaires sont presque terminées et sont intégrées graduellement dans les bases tarifaires; les services publics commencent à enregistrer des rentrées de trésorerie considérables tandis que les dépenses liées à la construction d'installations nouvelles diminuent, comme l'indique la figure 2.3.

5. La situation financière des services d'électricité des États-Unis peut grandement s'améliorer par rapport à la situation actuelle. Les actions des sociétés commencent à se vendre à des prix excédant de beaucoup les valeurs comptables.

Modification de la structure de l'industrie - Vu la croissance des ressources de trésorerie, les services d'électricité des États-Unis s'intéressent de plus en plus à des entreprises commerciales, comme en atteste, par exemple, le phénomène des fusions ou encore l'intérêt des service publics à l'égard des activités non réglementées. Paradoxalement, cette tendance est jumelée à l'intérêt considérable manifesté par d'autres parties, qui ne sont pas des entreprises de service public, à l'égard de la propriété et de l'exploitation d'installations de service public comme les centrales, tant en qualité de cogénérateurs qu'à titre de producteurs d'électricité non réglementés qui veulent vendre leur produit au plus bas prix possible. La principale force motrice de cette permutation de rôles est le désir d'éviter la réglementation.

Changements d'acteurs - De nouveaux acteurs entrent en jeu. Les principaux sont les grands établissements industriels et les tiers propriétaires des installations de cogénération et des centrales. Ces producteurs autres que les services publics veulent obtenir des services de transport et peuvent influer grandement sur le mode d'utilisation du réseau de transport.

On observe aussi l'arrivée en scène de «courtiers en énergie» qui ne possèdent ni n'exploitent aucun réseau mais souhaitent acheter des options futures sur de la capacité et-ou de l'énergie dans l'espoir de les vendre plus tard à un prix plus élevé.

Outre ces nouveaux intervenants, les acteurs en place peuvent échanger leurs rôles. Les causes de ces changements peuvent être les suivantes :

CAPACITÉ DE PRODUCTION NUCLÉAIRE EN CONSTRUCTION ET MISE EN SERVICE

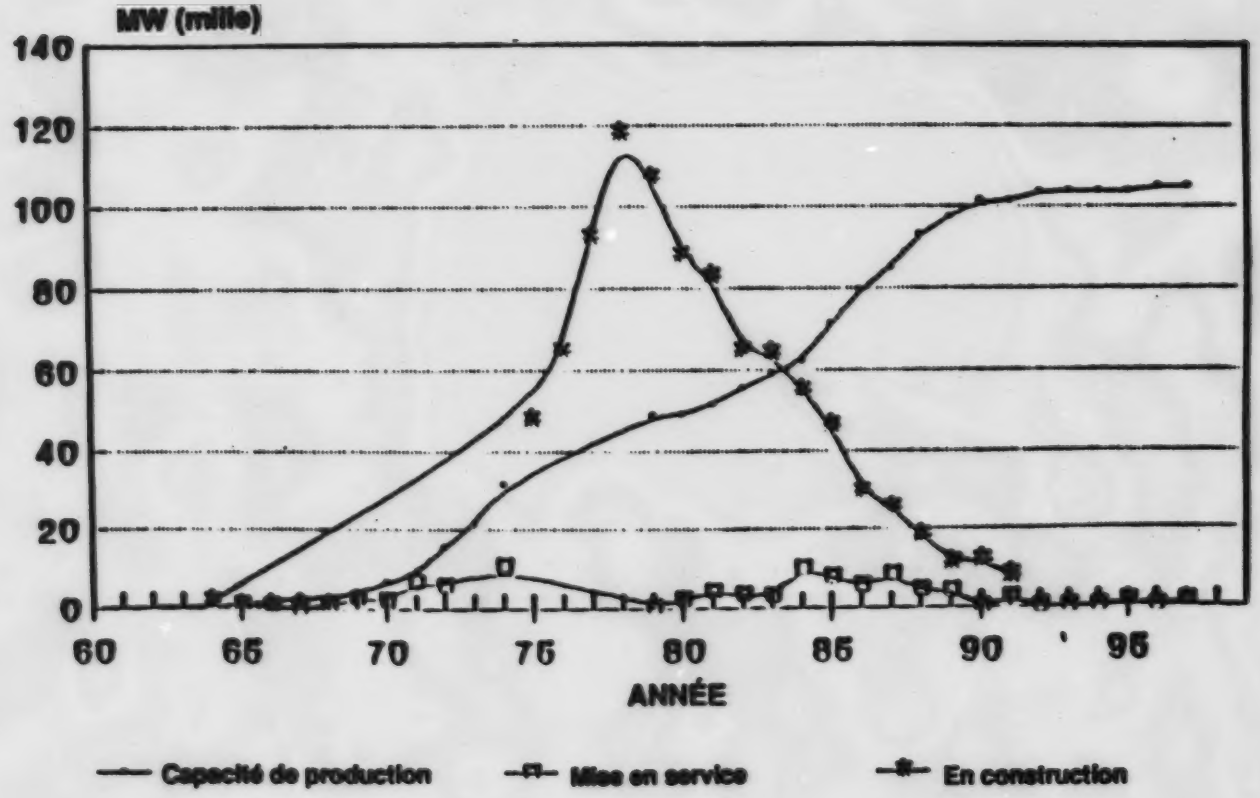


Figure 2.3

Data from "Electricity Supply & Demand", [illegible] and from "National Power Survey", 1964, 1970.

- les droits des propriétaires des installations et ceux de leurs clients et de leurs actionnaires;

- les droits des personnes qui ont signé des contrats visant l'utilisation des installations, en partie ou en totalité;

- les droits exigibles pour l'acheminement en transit et l'accès aux tiers;

- les règles et les règlements des divers organismes de réglementation tant fédéraux que locaux;

- les efforts des services d'électricité de petite taille et des services municipaux dans le but d'abaisser leurs coûts de l'électricité;

- les efforts des grands consommateurs pour abaisser leurs frais d'électricité;

- les efforts déployés par les services publics et les grands cogénérateurs pour vendre leur capacité génératrice excédentaire aux meilleurs prix possibles;

- les efforts des services de réglementation étatiques pour améliorer les échanges d'énergie bon marché entre les services d'un État;

- les conflits entre l'optimisation intraétatique visée par les commissions étatiques et l'optimisation interétatique souhaitée par la FERC; et

- les efforts déployés par une nouvelle classe de courtiers pour réaliser des profits individuels très importants moyennent de faibles investissements.

- Modification des règles et des règlements - Aux États-Unis, les organismes de réglementation et les législateurs tant à l'échelle fédérale qu'à l'échelle étatique s'intéressent beaucoup à la question du contrôle de l'utilisation des installations de transport. Ces personnes subissent des pressions considérables de l'extérieur. Parmi les

profanes en question, certains souhaitent sincèrement améliorer l'utilisation et l'exploitation des réseaux de transport de façon à accroître les économies possibles. D'autres se préoccupent seulement d'obtenir le droit d'emprunter le réseau de transport dans leur propre intérêt sans égard aux répercussions sur la fiabilité du réseau ou aux coûts que devront assumer les clients des services d'électricité.

Évolution des fonctions des réseaux de transport - Les réseaux de transport des États-Unis ont pour fonction principale de livrer à la fois de la capacité et de l'énergie. En ce qui a trait à la capacité, leur rôle consiste à relier les centrales et les réseaux de façon que les génératrices disponibles dans une région ou un réseau puissent soutenir les génératrices d'une autre région en cas de panne. Pour ce qui est de l'énergie, leur rôle est de permettre la répartition de l'énergie de façon qu'on puisse recourir au producteur d'énergie au plus bas prix en tout temps.

Il existe deux types d'installations de transport : les lignes dites de réseau intégré et les interconnexions inter-régionales. D'une part, les réseaux intégrés sont très denses et comprennent un grand nombre de lignes de longueur moyenne décroissante. En général, ces réseaux sont en mesure de livrer la puissance à partir d'une source de production dans le réseau presqu'en tout temps et peuvent être exploités pour produire de l'électricité de la manière la plus économique dans des conditions normales.

D'autre part, les interconnexions inter-régionales relient les réseaux intégrés et ont généralement une capacité restreinte. Les transferts sur ces lignes sont limités à la capacité de transfert ou de transit du réseau.[10] À l'origine, les interconnexions inter-régionales ont été mises en place pour réduire les besoins en capacité de production.[11] Pour atteindre cet objectif, on a tiré profit des diversités considérables au niveau des pannes des centrales ainsi que des diversités occasionnelles dans les caractéristiques de la charge qui existent entre les secteurs de réseau. Sur le plan économique, leur installation était justifiée par la réduction des placements de capitaux dans les centrales tout en maintenant un niveau de fiabilité adéquat. Ces interconnexions inter-régionales ont procuré l'avantage additionnel de permettre des échanges d'énergie d'économie.

---

[10] «TRANSFER CAPABILITY - A REFERENCE DOCUMENT», National Electric Reliability Council (NERC), octobre 1980.

[11] Les réductions de la capacité de réserve attribuables à l'installation de ces interconnexions ont été prédites dans le rapport sur l'enquête nationale sur l'électricité menée en 1964 et ont été réalisées entre 1965 et 1973.

De 1980 à 1990, la croissance fortuite des réserves de production dans les diverses régions a entraîné la diminution de l'importance relative de la fonction de transport de capacité. Ce phénomène a coïncidé avec la croissance appréciable des écarts de coût du combustible, d'où l'augmentation des transferts d'énergie d'économie sur ces lignes. Dans certains cas, malheureusement, les lignes de transport dont on avait besoin pour les transferts croissants n'étaient pas identiques à celles dont on avait eu besoin à l'origine pour le transport de capacité. C'est pourquoi quelques éléments des réseaux de transport américains ont été surchargés tandis qu'autres ont été relativement sous-exploités.

Au cours des dix prochaines années, très peu de centrales de charge de base seront aménagées par les services publics américains malgré la croissance soutenue de la charge. Même si quelques installations de capacité de pointe viendront s'ajouter aux centrales existantes, on prévoit que les réserves de production vont continuer leur mouvement à la baisse. Par conséquent, les réseaux de transport américains serviront à nouveau à transporter surtout de la puissance au lieu de l'énergie. Simultanément, la construction d'installations de transport ralentira et les réserves vont probablement s'amenuiser également.

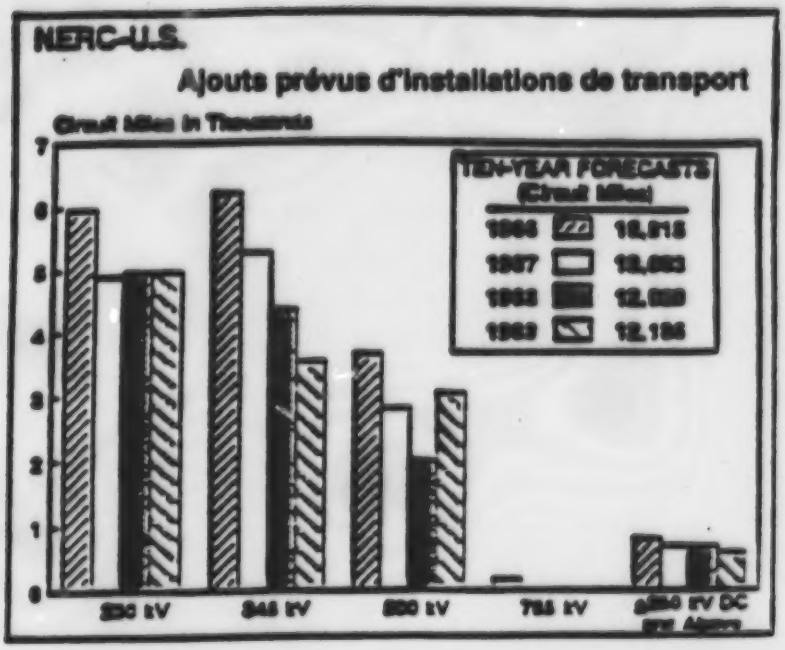
Accroissement de risques liés aux réseaux de transport

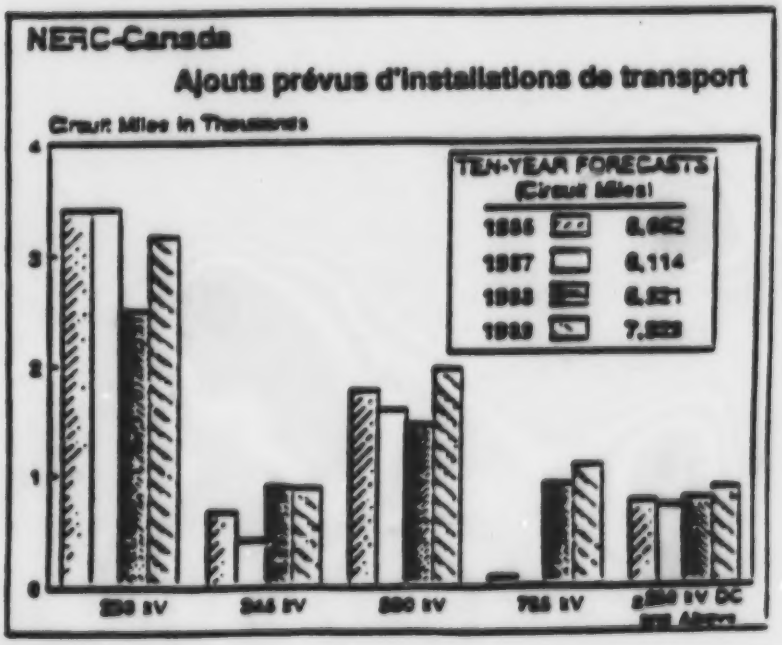
Le rythme de construction des installations de transport aux États-Unis a ralenti constamment au cours des dernières années. La figure 2.4 présente les ajouts prévus, sur une période de dix ans, aux installations de transport des services canadiens et américains, de 1984 à 1989. Pour chaque année, on a réduit les prévisions pour les services américains, mais au Canada, cette tendance a été moins marquée. Cette situation peut s'expliquer de nombreuses façons, comme la diminution de la production prévue par les services d'électricité pendant cette période. Cependant, cette situation est peut-être aussi attribuable au fait que les services d'électricité doivent surmonter bien des difficultés pour construire des lignes, qu'il s'agisse de considérations liées au choix de l'emplacement[12] ou des règlements de protection de l'environnement, et ils hésitent aussi à prendre les risques associés à l'aménagement d'installations de transport parce qu'avoir pris ces risques, ils peuvent être forcés de mettre la capacité de transport disponible à la

---

12 ELECTRIC POWER WHEELING AND DEALING - TECHNOLOGICAL CONSIDERATIONS FOR INCREASING COMPETITION, U.S. Congress, Office of Technology Assessment, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., mai 1989.

Figure 2.4[14]





[14] Source: 1989 RELIABILITY ASSESSMENT, North American Electric Reliability Council, Princeton, New Jersey, September 1989

disposition de concurrents pour les transactions de ces derniers. Peu de services sont disposés à construire des lignes de transport qu'ils ne seront pas habilités à exploiter et dont l'utilisation par d'autres services peut être autorisée.

Cette tendance revêt de l'importance pour la politique gouvernementale à venir. Si les changements institutionnels qui se produisent incitent les services d'électricité à s'abstenir d'aménager des lignes de transport additionnelles dans l'avenir, les possibilités de réaliser les économies qu'ils ont eues par le passé, et d'accroître ces économies dans l'avenir, seront grandement restreintes.

Complexité croissante des réseaux de transport - L'histoire des réseaux de transport des États-Unis a révélé que la longueur moyenne des lignes à une tension donnée diminue avec le temps à mesure que les réseaux deviennent plus complexes et que des centrales et des postes viennent s'y greffer. Cela signifie que le nombre de lignes et de réseaux touchés par un transfert de puissance donné augmentera dans l'avenir, ce qui aura pour effet d'ajouter à la complexité de la tâche des exploitants et des planificateurs de réseaux. Cette complexité accrue commande un contrôle amélioré du débit ainsi que l'embauche de personnel plus compétent et mieux formé pour l'exploitation de ces réseaux tant dans les conditions normales que dans les situations d'urgence.

Évolution des technologies de transport - La technologie de transport de la puissance change et évolue constamment. La nouvelle technologie est appelée à jouer un rôle important dans le futur. Le rôle clé de cette technologie est de trouver des moyens d'utiliser plus efficacement les sommes investies dans le domaine du transport. Le EPRI mène un projet de recherche de grande envergure visant à mettre en place des réseaux FACTS (*flexible and controllable transmission systems*)[14], soit des réseaux de transport souples et contrôlables. Nous utilisons maintenant des dispositifs transistorisés pour contrôler notre puissance réactive (p. ex. des compensateurs var statiques). On utilisera peut-être les technologies perfectionnées de contrôle informatisé et de communication pour l'exploitation des réseaux. L'utilisation future des technologies faisant appel aux semi-conducteurs au niveau de la puissance pour contrôler l'attribution de la charge aux circuits

---

[14] «FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEM (FACTS)», *EPRI Journal*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, juin 1989.

CA individuels fait l'objet de beaucoup de recherches. Les chercheurs s'efforcent également d'améliorer les méthodes servant à déterminer l'utilisation des installations de transport par plusieurs parties dans un réseau intégré complexe.[15] [16]

2.1.9 Un problème d'ordre technique et d'ordre institutionnel

Comme bien nombre de problèmes que connaissent les services d'électricité, la question de l'accès aux installations de transport et de l'acheminement en transit comporte deux volets : c'est à la fois un problème technique et institutionnel. Le volet institutionnel porte sur les aspects suivants : réglementation adoptée par les États et par le gouvernement fédéral, propriété, droits contractuels et obligations des voisins par rapport à celles des clients. Le volet technique comporte les éléments suivants : nécessité d'instaurer des méthodes et des procédures d'exploitation sécuritaires, établissement d'une assise viable pour la planification des réseaux, et reconnaissance du fait que la nouvelle technologie peut s'avérer nécessaire en raison des nouvelles utilisations des installations de transport. *Ce double problème appelle des solutions techniques et institutionnelles concertées. En adoptant une bonne politique officielle, le gouvernement instaurera des mesures d'ordre économique pour stimuler la construction de nouvelles installations et prendra les dispositions d'ordre technique et institutionnel qui s'imposent pour le bien-être général de la population.*

Comme les contraintes exercées sur les réseaux de transport des États-Unis ont pour effet de convertir les réseaux axés sur le transport de l'énergie en réseaux axés sur la puissance, les services de transport offerts aux tierces parties seront moindres, ce qui est normal si on doit utiliser les installations de transport pour maintenir un degré de fiabilité suffisant dans les divers réseaux.

Vu ce mouvement de pendule, quelques grands chefs de file de l'industrie invitent à la prudence ceux qui préconisent des changements radicaux quant à l'organisation et au fonctionnement de

---

[15] «TAKING THE MEASURE OF TRANSMISSION FLOWS», *EPRI Journal*, Palo Alto, Californie, septembre 1989.

[16] Rapports de l'ACNOR destinés à l'Electric Power Research Institute et intitulés : «ON-LINE METHODS FOR DETERMINING TRANSMISSION USE» et «METHODS OF MEASURING TRANSMISSION UTILIZATION» (devaient être publiés en 1990).

l'industrie des services publics d'électricité.[17] Si des changements inappropriés sont apportés, l'industrie pourrait être incapable de faire face aux problèmes de transport au milieu des années 1990. Selon ces chefs de file, il est essentiel, étant donné que la fonction de transport et les besoins en cette matière évoluent avec le temps, que la structure de l'industrie ne soit pas modifiée de sorte qu'avant même que les changements prévus soient apportés, ces derniers ne soient plus nécessaires. Autrement dit, les États-Unis ont des cibles mobiles et il faut que les changements de structure frappent ces cibles à leurs positions futures.

2.1.10 Besoins en installations de transport supplémentaires

On peut fournir la capacité de transport pour l'acheminement en transit de deux façons :

- aménager des installations offrant une capacité de transport excédentaire de façon que tous producteurs potentiels - entreprises de service public et entreprises privées - aient accès à toutes les installations dont ils peuvent avoir besoin en théorie; d'après certaines études, la capacité excédentaire requise peut être très considérable;

- attendre de savoir où se trouveront les clients et les centrales éventuels puis d'efforcer de construire à temps les nouvelles installations de transport nécessaires pour répondre à la demande du réseau.

Si l'on opte pour la première solution, il faudra prévoir une très grande quantité de capacité de transport excédentaire compte tenu de l'incertitude quant à l'emplacement des centrales et de la clientèle futures.[18]

---

[17] «U.S. ELECTRIC SYSTEMS - TECHNOLOGY, HISTORY, AND BACKGROUND», article de W.S. White fils, intitulé *Public Utilities Fortnightly*, 5 janvier 1989.

[18] «SHORT RUN EQUILIBRIUM IN A COMPETITIVE ELECTRIC POWER GENERATION INDUSTRY : THE IMPORTANCE OF ABUNDANT CAPACITY», Mark A. Satterthwaite, délibérations de la Kellog School of Northwestern University, 1987.

2.1.11 Questions liées à la politique gouvernementale

1. Retombées économiques

Il est important de déterminer les effets de l'accès au transport sur l'endroit et le moment où l'électricité sera produite. Si l'accès au transport n'a pas d'incidence sur ces deux facteurs, aucun avantage économique ne sera réalisé et cet accès ne servira qu'à répartir autrement les avantages économiques existants.

2. Effets sur l'environnement

La prestation de l'accès au transport à divers fournisseurs potentiels d'électricité pourrait avoir un impact sur le type, l'emplacement et la taille des centrales qui sont construites ainsi que sur les combustibles qui y sont brûlés. Ces changements peuvent avoir une incidence importante sur la qualité de l'air et de l'eau.

3. Effets sur la santé

L'accès offert aux installations de transport pourrait accroître le nombre de lignes de transport installées et-ou leur tension d'exploitation. De même, il faudrait prévoir des tracés différents pour les circuits vu l'emplacement des installations de production. L'une des plus grandes préoccupations exprimées à cet égard par les personnes qui vivent à proximité de lignes construites ou projetées a trait aux risques pour la santé que présente l'exposition aux champs électriques et magnétiques. Les scientifiques mènent encore des études afin de déterminer si ces effets sont néfastes et persistants, et dans quelle mesure, ainsi que leurs répercussions possibles sur la santé publique. On peut s'attendre à une plus grande opposition de la population si on ajoute continuellement de nouvelles lignes.

4. Effets sur la sécurité nationale

L'accès aux installations de transport et les changements qu'il provoque au niveau des installations nouvelles de production peuvent modifier de façon sensible les types de combustible utilisés dans les centrales. D'après les indicateurs actuels, la consommation de gaz et de mazout pourrait

augmenter de façon appréciable et accentuer la concurrence étant donné qu'on cherchera avant tout à garder les coûts de production à un bas niveau sans se préoccuper de facteurs à long terme. Étant donné les pénuries potentielles de gaz à long terme et la nécessité de recourir à l'importation pour répondre à la demande de pétrole, il est reconnu que l'accès au transport pourrait avoir un effet néfaste sur la sécurité nationale.

5. Débouchés pour l'électricité canadienne aux États-Unis

Une quantité considérable d'électricité canadienne a été acheminée aux États-Unis pour y être vendue.[19] Les plans actuels prévoient une hausse de ces exportations (voir la section 2.4). Les changements apportés aux modalités américaines d'autorisation de l'accès au transport pourraient avoir une incidence sur les débouchés pour ces exportations.

2.1.12 Questions sans réponse

Jusqu'ici, le droit d'utilisation des installations de transport appartient encore aux services d'électricité qui en sont les propriétaires ou auxquels les propriétaires ont accordé des droits contractuels. Étant donné le mode de fonctionnement des réseaux CA, il est impossible de programmer l'acheminement de l'électricité sur des tracés particuliers, ce qui fait que bien des services empruntent les réseaux appartenant à d'autres services. L'électricité est transportée sans égard aux limites établies quant à la propriété, aux entités politiques et aux sociétés, et sans égard également aux frontières.

Les dossiers de l'utilisation des installations de transport, de l'accès à ces installations et de l'acheminement en transit soulèvent trois questions fondamentales.

1. Est-ce que les services d'électricité font actuellement une utilisation optimale de la capacité de transport pour faire des échanges d'électricité entre eux et pour abaisser les coûts assumés par les consommateurs?

2. Devrait-on accorder un accès accru aux réseaux de transport à des tierces parties (autres

---

[19] «CASE STUDY NUMBER 1 - IMPORTING POWER FROM CANADA TO NEW ENGLAND», rapport présenté par Casazza, Schultz & Associates, Inc.'s à l'Office of Technology Assessment, Congrès américain, Washington, D.C., 30 novembre 1988.

que les propriétaires) pour leur permettre de vendre ou d'acheter de la capacité ou de l'énergie (ou les deux) de sources plus éloignées? Cette question donne lieu à d'autres questions connexes : [20]

a. Construction de réseaux de transport -

- Combien d'installations de transport devra-t-on aménager pour permettre une saine concurrence entre les fournisseurs potentiels d'électricité?

- Qui construira, paiera et exploitera ces installations?

- Dans le cadre de quelles politiques et quels mécanismes de contrôle?

- Dans quelle mesure devra-t-on augmenter le personnel des services de réglementation?

- Quels seront les droits (et les obligations) du secteur non réglementé?

- Quel sera l'impact sur la quantité et les types de combustible utilisés?

b. Utilisation de combustible -

- Dans quelle mesure la diminution de la coordination verticale dans un service public ou la diminution de la coordination régionale entre les services d'électricité augmenteront-elles la consommation de combustible?

- Est-ce que l'aménagement de centrales au gaz naturel et au mazout autres que celles des services publics aura pour effet d'accentuer la dépendance à l'égard des importations et de faire grimper les prix de ces combustibles?

---

[20] «TESTIMONY ON THE RELATIONSHIP OF OUR NATIONAL ENERGY STRATEGY TO OUR NATION'S SECURITY AND DEFENCE», présenté par A.J. Schultz et J.A. Casazza à l'audience du département de l'Énergie sur les dossiers de l'énergie, de la défense et de la sécurité, Washington, D.C., décembre 1989.

- Quelle sera l'incidence sur la disponibilité à long terme du gaz naturel pour répondre aux autres besoins du pays?

- Quelle sera l'incidence sur la balance commerciale déjà passablement «déséquilibrée»?

c. Sécurité nationale -

- Quel sera l'impact sur la sécurité nationale des changements apportés au sein de l'industrie de l'électricité?

- Quel sera l'impact de l'absence d'une organisation intégrée à la verticale et d'une coordination entre les services d'électricité sur la capacité de prévenir les pannes et de rétablir le service après des tempêtes ou d'autres conditions imprévues qui ont causé des pannes par le passé?

- Dans quelle mesure la capacité de stockage de combustible fournie de pair avec les centrales électriques sera-t-elle touchée?

- Quel sera l'impact sur la capacité de faire face aux pénuries futures de combustible, que celles-ci découlent d'une intervention gouvernementale étrangère ou d'un désastre national?

- Quelle sera l'incidence sur la capacité de contrer des actes de sabotage potentiels et de récupérer après coup?

3. Quelles mesures législatives et-ou réglementaires sont susceptibles d'être prises à ce moment-ci? Peut-on prendre dès maintenant des mesures pour assouplir la réglementation et accroître la concurrence dans l'industrie de l'électricité? (Certains segments du gouvernement, les services d'électricité et l'industrie estiment qu'une réglementation plus souple et une concurrence accrue amélioreront l'utilisation des installations de transport et abaisseront les coûts de l'électricité en général.)

La FERC a proposé l'élaboration d'un train uniforme de mesures politiques pour l'ensemble des États-Unis, mais ce programme a été mis de côté. L'échec des efforts de la FERC s'explique en grande partie par les conflits entre la Commission et les divers États au sujet de la compétence en matière de réglementation ainsi que par les concepts conflictuels adoptés par les nombreuses institutions et parties intéressées.

Il est maintenant clair qu'à court terme, les demandes d'accès aux installations de transport seront évaluées au mérite, ce qui donnera lieu à l'établissement d'une politique fondée sur des approximations successives et évolutives. Toutefois, cette approche pourrait entraîner des problèmes à long terme, et les opinions divergent sur ces effets à long terme. La majorité des personnes chargées de la gestion, de la planification et de l'exploitation des services d'électricité aux États-Unis - qu'il s'agisse de services appartenant à des investisseurs ou de services gouvernementaux, municipaux ou coopératifs - prévoient que l'accès sans restriction aux installations de transport posera des problèmes graves sur le plan de la fiabilité et de l'économie.[21] [22] [23] Les théoriciens économiques et les avocats, qui ne sont pas chargés d'appliquer la politique, sont généralement optimistes quant aux résultats à long terme.

2.2 Facteurs économiques et institutionnels liés à l'acheminement en transit

La baisse du coût de l'électricité est l'objectif sous-jacent de toutes les ententes d'acheminement en transit et cela s'applique tant aux transactions passées qu'aux nombreuses propositions maintenant à l'étude.

Les moyennes nationales américaines récentes révèlent que seulement 12,0 % environ des investissements dans les installations électriques en service se font dans le secteur du transport comparativement à 59,3 % dans le secteur de la production. De même, le transport représente seulement 2,0 % des frais d'exploitation et d'entretien globaux comparativement à 75,5 % dans

---

[21] Énoncé de politique de transport, groupe de travail sur l'accès au transport du LPPC, août 1989.

[22] «PRICING OF TRANSMISSION SERVICES IN BULK POWER MARKETS», Transmission Issues Monograph, n° 1, Edison Electric Institute, décembre 1987.

[23] «1989 RELIABILITY ASSESSMENT REPORT», North American Reliability Council, Princeton, New Jersey, septembre 1988.

le cas de la production.[24] De toute évidence, en raison du coût beaucoup moins élevé du transport, l'utilisation d'un réseau de transport interconnecté à l'échelle régionale permet d'éviter ou de reporter les investissements dans la production ou de bénéficier des avantages liés aux coûts plus bas grâce aux achats effectués auprès de sources plus éloignées qui présentent un intérêt considérable pour les services d'électricité et leurs clients.

Si, à un moment donné, un groupe de services interconnectés dispose collectivement d'un surplus de capacité de production et d'une capacité de transport inutilisée, il peut évidemment conclure des contrats profitables supplémentaires. Cela s'est produit aux États-Unis au cours des années 1970. Le taux de croissance de la charge a chuté bien en-deçà des prévisions par suite des baisses de prix de l'énergie de base provoquées par les mesures de l'OPEP et, au même moment, les coûts de construction des nouvelles centrales ont suivi les hausses de prix associées à un taux d'inflation de 10 % et plus. En outre, les coûts liés aux centrales nucléaires ont subi l'impact du resserrement des normes et des besoins en réforme qui ont fait suite aux événements malheureux survenus à la centrale n° 2 de Three Mile Island. Les centrales en construction ont été parachevées, mais en accusant parfois un certain retard par rapport au calendrier établi. Cela a donné lieu en général à un excédent de capacité de production.

Ces conditions ont aiguillonné la concurrence car les services d'électricité ont cherché à trouver preneur pour cette capacité excédentaire. Les gros clients, dont les services d'électricité municipaux et les sociétés industrielles, souhaitaient profiter des économies qu'ils pouvaient réaliser en délaissant leurs fournisseurs habituels pour faire affaire avec d'autres offrant de meilleurs prix. De nouveaux organismes de production autres que les services publics ont été formés, d'où un intérêt vif et croissant rapidement à l'égard du service de transport.

L'importance accrue accordée à la question de l'acheminement en transit au cours des dernières années aux États-Unis ne devrait pas mettre au second plan ou camoufler le nombre très élevé de transactions qui sont conclues entre les services ni les avantages que ceux-ci ont obtenus et obtiennent encore pour leurs clients. Le graphique de la figure 2.5 indique la quantité d'énergie que les services d'électricité privés ont achetée, échangée et acheminée en transit entre eux. Au cours de la période de 22 ans visée, les services d'électricité ont doublé la quantité d'énergie

---

[24] FINANCIAL STATISTICS OF SELECTED ELECTRIC UTILITIES, DOE Energy Information Administration, DOE/EIA-0437(88), Washington, D.C., février 1990.

vendue entre eux (dans la plupart des cas sur une base garantie), la quantité d'énergie échangée a quadruplé (échanges d'énergie d'économie dans la plupart des cas), et la quantité d'énergie acheminée en transit a augmenté de 600 %.

Il y a lieu aussi de souligner que la coordination de la planification et de l'exploitation a permis aux services d'électricité de réaliser des économies estimées à plus de 15 milliards de dollars par année.[25] Ce degré de coordination dépend d'un échange complet et sans restriction de l'information. Si un nouveau régime déréglementé et concurrentiel est établi, comme le proposent quelques-uns des commentateurs qui préconisent un accès sans restriction aux installations de transport, la mesure dans laquelle les services d'électricité continueront à échanger de l'information représente une question sérieuse. En quelques mots, la déréglementation des services d'électricité peut démotiver ces derniers dans leurs efforts de coordination, ce qui provoquera une hausse du coût de l'électricité.

2.2.1 Aspects économiques de l'acheminement en transit

Comme nous l'avons expliqué précédemment, tous les services d'électricité des États-Unis et la plupart des services canadiens sont interconnectés de façon synchrone avec leurs voisins pour former quatre grands réseaux. Les problèmes associés à l'accroissement des ententes d'acheminement en transit découlent en grande partie de la propriété diversifiée des installations, du manque de cohérence des politiques relatives à l'utilisation des installations et des moyens utilisés pour mesurer et répartir les coûts et les avantages associés au transport par une tierce partie.

Les théoriciens économiques soutiennent que les prix des biens et des services devraient «signaler» aux clients les conséquences pour la société de la décision d'acheter ou de ne pas acheter l'article visé.

> «Les clients qui paient des prix se rapprochant du total des coûts marginaux préconisent la prise de décisions judicieuses. En général, la supériorité

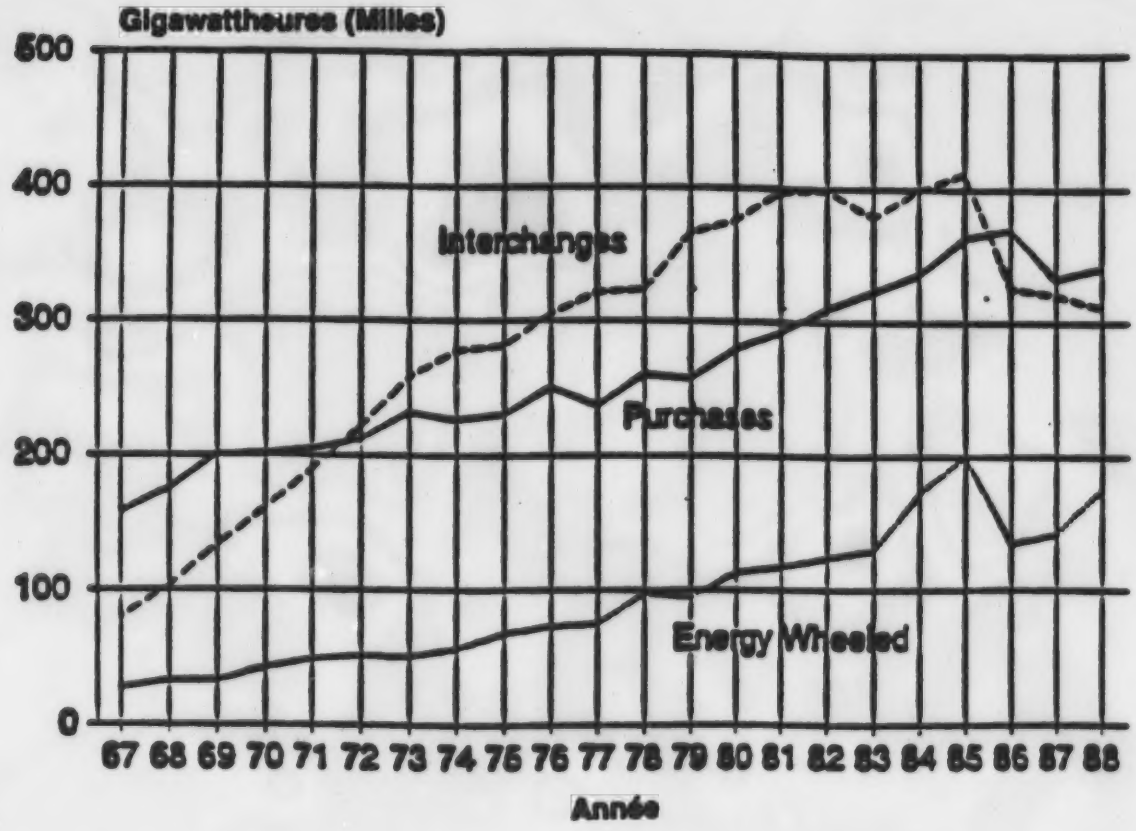
---

[25] GENERATION PLANNING AND TRANSMISSION SYSTEMS, P.J. Palermo, J.A. Casazza, J. Lucas et F. Branca; document 37-02 du CIGRE, 1988.

Figure 2.5 [88 24]

SERVICES D'ÉLECTRICITÉ PRIVÉS MAJEURS

Achats, échange et acheminement en transit



DOE/EIA 0437 Series

[88 24] Source: 1989 RELIABILITY ASSESSMENT, North American Electric Reliability Council, Princeton, New Jersey, September 1989.

théorique de la tarification au coût marginal n'est plus contestée, même par ses détracteurs habituels.» (soulignement ajouté)[27]

Même si l'établissement des prix au coût marginal est peut-être ou n'est peut-être pas supérieur théoriquement à d'autres méthodes de tarification, le problème de la tarification des services d'acheminement en transit est un problème d'ordre pratique pour lequel des solutions théoriques ne sont pas nécessairement utiles.

Les économistes s'entendent sur une règle fondamentale visant la promotion de l'efficience économique dans l'industrie de l'électricité : l'écart entre les coûts marginaux de production de l'électricité à deux endroits ne doit pas excéder le coût marginal du transport de l'électricité entre ces deux endroits.[28] Naturellement, si le coût de production d'une quantité supplémentaire d'énergie à un endroit auquel on ajoute le coût de transport de cette énergie est inférieur aux économies résultant de la diminution de la production d'une quantité égale à un autre endroit, on enregistrera une diminution des coûts globaux.

S'il existe un écart entre les coûts de production de deux services d'électricité qui ne sont pas directement raccordés, ces deux services sont portés à demander des services d'acheminement en transit auprès du service qui est raccordé à leurs deux services. Dans la mesure où le coût différentiel[29] du service de transport est inférieur aux économies résultant de la transaction relative à l'énergie et à la puissance, ces arrangements permettraient d'enregistrer des gains d'efficience économique. Cependant, il faut régler deux questions importantes: (1) comment partager les avantages nets; et (2) quels sont les coûts différentiels?

En ce qui a trait aux modalités de partage des avantages nets, si on demande que le service d'acheminement en transit soit fourni à un tarif juste égal au coût différentiel, le service assurant l'acheminement en transit (service intermédiaire) refusera ou sera peu intéressé car le coût différentiel, même si les parties s'entendent sur sa mesure, ne fait que préserver les intérêts du

---

27 SOME ECONOMIC PRINCIPLES FOR PRICING WHEELED POWER, The National Regulatory Research Institute, août 1987, p. 163.

28 ELECTRICITY TRANSMISSION & REALISTIC, THEORY AND POLICY ALTERNATIVES, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., octobre 1989.

29 Les termes «coût marginal» et «coût différentiel» sont ici interchangeables étant donné qu'ils reposent sur le même concept.

service d'électricité et de ses clients par rapport aux circonstances existant sans la transaction d'acheminement en transit. Les coûts liés à l'investissement des installations en place sont des coûts irrécupérables dont on ne tient pas compte dans quelque calcul que ce soit des coûts différentiels. Les clients du service intermédiaire soutiennent financièrement les installations de transport en place. Si on opte pour la tarification au coût marginal, d'autres clients réalisent des avantages du fait qu'ils utilisent ces installations sans avoir à payer tandis qu'au mieux, les clients du service intermédiaire ne sont pas plus désavantagés que si la transaction n'avait pas été conclue. Si ces coûts marginaux sont sous-estimés (et si, comme nous l'analysons plus loin, le calcul de ces coûts est compliqué par l'absence de consensus parmi les tenants au sujet de la formule de calcul), ce sont les actionnaires qui assument les risques.

Le fait est que la propriété des installations de transport est diversifiée. Les propriétaires et les gestionnaires ont des responsabilités envers les clients qu'ils desservent et non envers les clients desservis par d'autres services d'électricité. La réalisation de gains d'efficience économique est moins importante que le fait d'offrir de bons prix à leurs clients. Cette situation changera seulement quand un organisme national, doté des pouvoirs voulus, imposera des politiques qui modifieront la situation actuelle.

La deuxième question a trait à la mesure des coûts marginaux du service de transit, et la réponse à cette question dépend, en retour, des circonstances. Si le service de transit devait être fourni sans qu'il soit nécessaire d'investir davantage dans de nouvelles installations ni de modifier les opérations du service intermédiaire, les coûts marginaux comprendraient les pertes énergétiques associées au service, les coûts supplémentaires applicables à la production de régularisation et aux réserves tournantes, les coûts supplémentaires d'administration et autres coûts d'exploitation ainsi que les coûts liés aux options perdues, parfois appelés coûts d'encombrement. Des coûts d'encombrement sont engagés lorsque la demande à l'égard des services de transport excède la capacité disponible; pour fournir le service supplémentaire demandé, il faut alors diminuer le service offert à une autre partie. Les coûts différentiels associés à des transactions qui n'exigent pas d'installations additionnelles sont qualifiés de coûts marginaux de production à court terme.

2.2.2 Pertes

On peut calculer les pertes différentielles avec un degré raisonnable de précision en recourant

à des études de modèle informatisé dans un ensemble particulier de conditions. Dans le cadre de ces études, on analyse les pertes du réseau, avec et sans la transaction d'acheminement en transit, et la différence calculée entre des études comparatives représente la perte imputable au service de transit. Étant donné que les tendances de la charge et de la production changent constamment, les pertes différentielles enregistrées sur une période donnée ne peuvent être calculées que très approximativement au moyen d'une série d'analyses reflétant les variations probables des conditions d'exploitation au cours de la période pendant laquelle le service est fourni. S'il y a plus d'une transaction d'acheminement en transit, il faut décider de l'ordre dans lequel les mesures doivent être faites parce que les pertes d'énergie électrique ne varient pas proportionnellement aux fluctuations du niveau de la charge; elles varient plutôt en fonction du carré de la charge. Doit-on examiner les transactions de transit multiples dans leur ordre chronologique ou en fonction du prix que chaque utilisateur doit payer, ou doit-on les considérer comme un tout et partager la responsabilité de toutes les pertes en sus de celles imputables aux clients du territoire desservi par le service d'électricité?

2.2.3 Réserves tournantes

L'exploitation du service d'électricité intermédiaire aux fins de la production de régularisation et des réserves tournantes peut être touchée par l'acheminement en transit de la puissance dans son réseau. Un service d'électricité a besoin de production de régularisation pour contrôler la fréquence. Dans la mesure où l'acheminement en transit accroît les coûts liés à cette production, on peut les imputer à la transaction. De même, les tensions d'exploitation du réseau peuvent être touchées de sorte que le service intermédiaire doit modifier ses méthodes de production et assumer des coûts plus élevés qu'en l'absence du service d'acheminement en transit. En outre, les services d'acheminement en transit offerts par un réseau peuvent modifier le mode d'exploitation des réserves tournantes du service d'électricité en raison de leur impact sur la fiabilité.

2.2.4 Coûts d'opportunité

Quand l'acheminement en transit épuise la capacité du service intermédiaire de faire le commerce de l'électricité avec ses voisins, ce service intermédiaire peut perdre des occasions d'échanges économiques. L'occasion d'acheter de la puissance bon marché pour remplacer sa

propre production à coût plus élevé peut lui échapper ou il peut perdre la chance de conclure une transaction profitable. En outre, il peut se trouver dans l'impossibilité de participer à un échange de diversité avec une autre société dont la charge de pointe survient à un autre moment.

Par ailleurs, une transaction particulière d'acheminement en transit peut épuiser la capacité à ce titre et donc empêcher la conclusion d'autres transactions de ce type plus lucratives entre d'autres couples de services d'électricité. Comme ces derniers seraient disposés à payer un tarif supérieur (en l'absence de plafond), la perte de ces recettes potentielles représente pour le service intermédiaire une occasion manquée équivalant aux coûts d'option des autres.

Un service d'électricité qui offre un service d'acheminement en transit garanti, mais non un service interruptible, peut engager des coûts d'opportunité selon les conditions d'interruption prévues au contrat d'acheminement en transit.

On ne peut préciser les coûts d'opportunité à l'avance parce qu'ils dépendent des occasions de transactions en gros avantageuses pour les deux parties qui sont susceptibles de se présenter. Cependant, dans quelques cas, un service intermédiaire peut estimer la valeur de la perte de certaines occasions qui se présentent régulièrement.

Toutes ces hausses de coûts sont attribuables au service d'acheminement en transit et on ne saurait les évaluer nettement dans l'immédiat.

2.2.5 Tarification du transport non garanti

La plupart des achats et des ventes de puissance non garantie se font selon la formule de partage des économies : le prix fixé est une moyenne du coût décroissant du vendeur et du coût différentiel (croissant) de l'acheteur. Chaque partie tire des avantages identiques. Si les parties à la transaction ne sont pas directement raccordées, l'acheminement en transit devient un facteur de la transaction aussi important que l'approvisionnement et la charge. Il serait alors équitable de partager les économies entre les trois parties. Le service intermédiaire reçoit en général les coûts différentiels plus une part des économies globales associées à la transaction, en général de 15 à 33 %. Cette formule de tarification du transport non garanti ne fait pas appel aux coûts comptables (coûts d'immobilisations engagés antérieurement), ce qui n'a pas pour effet de

dissuader les services d'électricité d'acheter ou de vendre un service de transit associé à la tarification aux coûts comptables.

La deuxième formule de conception des tarifs applicables au service de transport non garanti est fondée sur le tarif établi pour le service garanti (plus les pertes). En général, on calcule le tarif en divisant le taux par kW applicable au service garanti par le nombre de jours par année ou par un nombre inférieur d'heures représentant une estimation de la disponibilité du réseau de transport pour assurer le service de transport non garanti. Le tarif ainsi calculé est susceptible d'excéder le coût différentiel de prestation de ce service et peut, dans certains cas, décourager les acheteurs d'utiliser les services de transit pour exécuter des transactions rentables.

Le Western Systems Power Pool est à mi-terme d'une expérience dans le cadre de laquelle les transactions entre les services d'électricité sont déterminées par les forces du marché. Les contrats prévoyant un transit sont conclus à la suite de négociations tripartites, soit entre le vendeur, l'acheteur et le transporteur. Cette question est analysée plus à fond à la section 2.3 de ce chapitre.

Par le passé, des services d'électricité ont fixé le tarif de leurs services de transport sous forme de pourcentage du prix d'achat de la puissance. La FERC a instauré un règlement en vertu duquel tous les services d'électricité utilisant un additionneur en pourcentage doivent fixer une limite quant aux recettes liées à cet additionneur. Le règlement 35.23[30] prévoit que toute limite excédant un dixième de cent le kW.h doit être justifiée par les coûts.

2.2.6 Acheminement en transit nécessitant de nouvelles installations

Pour assurer un service d'acheminement en transit à long terme, on peut avoir besoin d'installations supplémentaires et, dans ce cas, il est plus difficile de calculer les coûts différentiels. Outre les hausses de dépenses d'exploitation analysées précédemment pour les transactions de courte durée, il y a aussi l'investissement dans les nouvelles installations. Parfois, on peut associer directement les nouvelles installations au service à fournir (p. ex. aménagement ou agrandissement d'un point d'interconnexion, nouveaux appareils de mesure et autres). On peut imputer immédiatement ces coûts au service à fournir. Dans bon nombre de

---

[30] Parfois appelé le décret n° 84 de la FERC.

cas, les installations qui doivent être agrandies pour permettre l'acheminement en transit peuvent être éloignées du service acheteur ou vendeur, ou la nouvelle installation requise peut avoir une capacité supérieure au niveau prévu à la transaction. Le coût différentiel du service contractuel est alors sujet à controverse : quelle part de la capacité est attribuable à la croissance de la charge du service d'électricité et quelle part est imputable à la transaction d'acheminement en transit? Un autre problème se pose si une entente de service d'acheminement en transit nécessite l'ajout d'un autre circuit de transport. L'augmentation de la capacité de transfert attribuable au nouveau circuit n'aura aucun lien avec la quantité de puissance à acheminer en transit puisque que les lignes de transport ont des capacités distinctes pré-établies. Comme on peut calculer l'augmentation de la capacité de transfert au même titre que le coût installé, on peut calculer l'investissement par kilowatt de capacité de transit. Ce coût unitaire pourrait servir de prix ou de tarif à la demande marginale et être appliqué à la quantité de puissance visée par la transaction d'acheminement en transit. Cependant, si la puissance devant être acheminée est inférieure à l'augmentation de la capacité de transit, la transaction ne produira pas suffisamment de recettes pour compenser le coût des nouvelles installations et les clients ou les actionnaires des services intermédiaires devront financer la ligne de transport au début, jusqu'à ce que la croissance de la charge permette d'enregistrer des recettes suffisantes. Par conséquent, la transaction d'acheminement en transit entraîne un nouveau coût, soit le coût de financement de l'investissement devancé pour permettre la prestation du service.

Quelques tarifs de service de transport déposés récemment prévoient que le client du service d'acheminement en transit doit soutenir l'investissement complet dans les nouvelles installations nécessaires. Si la puissance à acheminer et l'accroissement de la capacité de transit découlant des nouvelles installations ne concordent pas, les clients du service d'acheminement n'ont donc pas de droits, en vertu de ces tarifs, à l'égard de la capacité excédentaire pour laquelle ils sont tenus de payer. S'il existe un surplus de capacité ou si la vie utile de l'installation de transport excède la durée de l'entente d'acheminement en transit, les clients du service intermédiaire réalisent des avantages.

Quelques services d'électricité des États-Unis ont déposé des tarifs applicables à des services de transport sans restriction. Dans la plupart des cas, les services s'engagent simplement à offrir le service d'acheminement en transit à une entité admissible. Cependant, le tarif de ce service doit être fixé après qu'on ait mesuré l'impact de ce dernier sur le service d'électricité qui le

fournit. Des études techniques sont menées pour analyser les débits, les tensions et la stabilité du réseau si on superpose la puissance acheminée en transit à la situation normale afin de mesurer le bien-fondé de la construction de nouvelles installations. Le requérant peut être appelé à assumer le coût de ces études.

2.2.7 Déplacement des avantages

Même si l'acheminement en transit permettrait aux vendeurs et aux acheteurs de puissance de pénétrer un plus grand marché et d'améliorer la rentabilité du secteur de l'approvisionnement en électricité, il faut viser l'efficience de Pareto, c'est-à-dire que les avantages de toute transaction analysée devraient excéder les coûts sociaux différentiels et pas seulement les coûts assumés par les parties en cause. Si, en raison du service d'acheminement en transit, un autre acheteur de puissance peut procéder à une substitution, il est avantagé, mais au détriment du service remplacé. Le bien-fondé d'élargir le service d'acheminement en transit à ces transactions constitue une autre question politique en suspens.

Si la modification des droits d'utilisation du réseau n'entraîne pas une modification de la répartition de celui-ci, les avantages économiques sont simplement répartis autrement; il n'y en a pas de nouveaux.

La FERC a statué sur un problème semblable dans le cas de la fusion de Pacific Power & Light Co. et de Utah Power & Light Company. Le juge administratif qui a instruit la cause a conclu que les avantages allégués de la fusion étaient spéculatifs ou pourraient être réalisés sans la fusion, ou qu'ils ont été réalisés par les parties aux dépens d'autres parties. Par conséquent, le juge administratif s'est prononcé contre la fusion. La FERC semblait d'accord avec le juge, mais elle a approuvé l'entente après avoir imposé certaines modalités relativement à l'exploitation des sociétés fusionnées.[31] Ces modalités avaient trait notamment à l'utilisation du réseau de transport des sociétés fusionnées. La FERC a déclaré que ces modalités de transport s'appliquent à ce cas particulier et ne constituent pas un précédent.

---

[31] RE UTAH POWER AND LIGHT COMPANY ET AL., dossier n° EC88-2-000 de la FERC, opinion n° 318; 96 PUR4th 325.

Coûts marginaux et besoins en recettes

Parmi les nombreuses publications sur l'acheminement en transit, il en est une qui présente un intérêt particulier, le rapport d'août 1987 du National Regulatory Research Institute intitulé «Some Economic Principles For Pricing Wheeled Power». Ce rapport se veut une contribution à l'étude d'une réponse à la question de savoir si la tarification de la puissance acheminée en transit doit être fondée sur des principes théoriques écnomiques. À ce propos, les auteurs du rapport indiquent qu'il existe un test pour déterminer si les taux applicables au service d'acheminement en transit encouragent la prise de décisions éclairées et que ce test est toujours valable. Il s'agit de l'égalisation des coûts marginaux dans le réseau. Dans le cadre d'un ensemble donné de lois, de règlements et de mesures institutionnelles, les meilleurs tarifs sont ceux qui permettent de réduire l'écart entre les coûts d'électricité d'un couple donné de producteurs d'électricité de façon qu'il soit égal ou inférieur au coût différentiel de transport de la puissance entre eux.

Même si les auteurs du rapport préconisent la tarification au coût marginal dans le cas des services d'acheminement en transit, ils reconnaissent les difficultés inhérentes à cette méthode. Il ne s'agit pas des difficultés associées à l'établissement des coûts marginaux, pour lequel le rapport est d'ailleurs avare de propositions. Il s'agit plutôt du fait que les coûts marginaux de production à court terme produisent des recettes qui sont inférieures aux besoins en recettes tandis que les coûts marginaux de production à long terme produisent des recettes excédant les besoins. Les auteurs du rapport concluent donc ce qui suit :

> «Les deux seules mesures politiques possibles consistent soit à établir une politique de tarification au coût marginal pour le service d'acheminement en transit sans tenir compte des besoins en recettes, soit à appliquer des besoins en recettes en établissant des tarifs qui permettent le plus possible d'atteindre l'objectif en matière de prise de décisions éclairées.»

La réconciliation des prix fixés au coût marginal et des besoins en recettes que suppose le dernier choix ne fait que compliquer les choses. La proposition la plus courante est l'utilisation de la méthode de tarification Ramsey dans le cadre de laquelle les coûts marginaux sont pondérés par l'élasticité-prix inverse de la demande de service des clients afin de répartir les

besoins globaux en recettes. Nous ne connaissons pas pour le moment l'élasticité de la demande à l'égard de services de transport.

2.2.8 Propositions de politique de transport

Des organisations et des groupes ont publié des propositions devant servir de fondement à la mise en place de politiques nationales en matière de transport. (Ces intervenants sont énumérés au tableau 2.1 et quelques-unes des propositions mises de l'avant sont décrites à l'annexe 2-C du rapport de Casazza & Schults Associates Inc. présenté à l'Office national de l'énergie.) En général, les propositions émanant des groupes qui possèdent des installations de transport présentent certaines similitudes générales qui permettent de les distinguer des propositions des groupes représentant des organismes qui revendiquent l'accès aux installations de transport.

Les démarches proposées par deux autres entités - le NRRI et le réseau britannique -semblent de situer entre ces deux catégories de propositions.

À l'automne de 1988, la FERC a mis sur pied un groupe de travail sur le transport chargé d'étudier les questions liées à la politique de transport et, en octobre 1989, le groupe de travail déposait un rapport intitulé Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives. Le groupe de travail a analysé la douzaine de méthodes mentionnées ci-dessus et a réussi à les relier qualitativement dans un cadre à deux dimensions. L'axe vertical représente le degré de souplesse de la tarification associé au service de transport non garanti dans des conditions d'accès volontaire tandis que l'axe horizontal illustre le degré d'accessibilité aux services de transport garantis à long terme si les prix sont fondés sur les coûts. Nous présentons les résultats de cette comparaison à la figure 2.6.

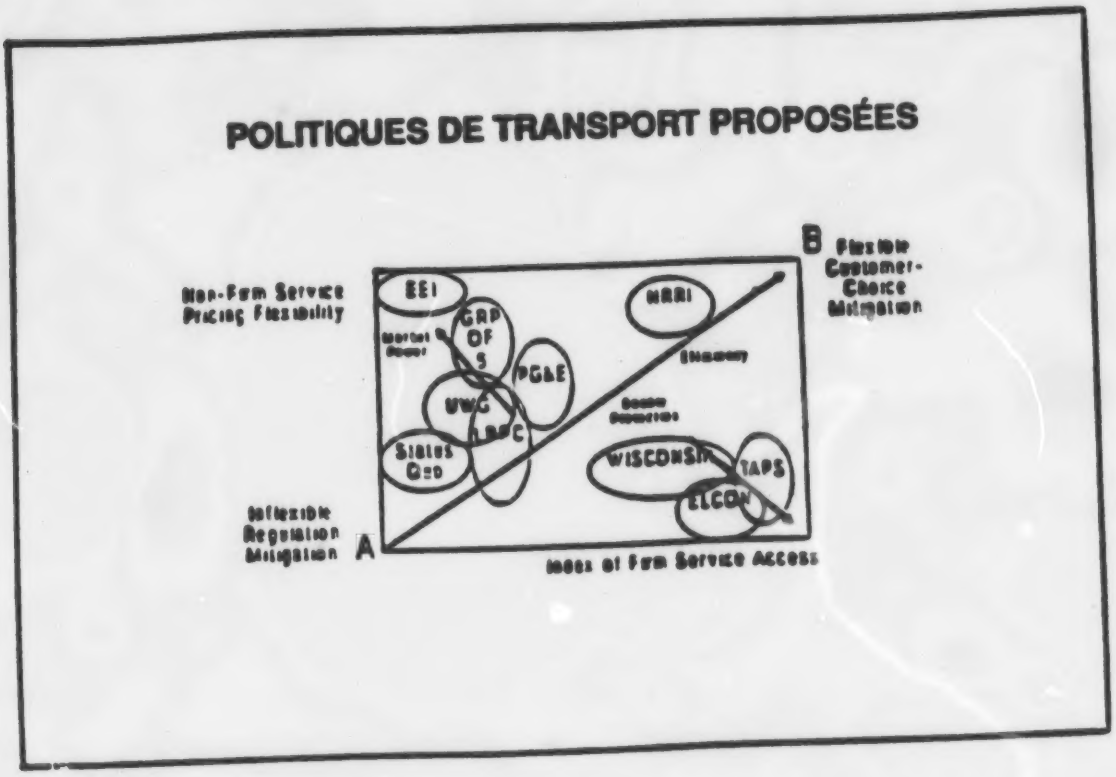
Comme l'indique la figure 2.6, les groupements de propriétaires d'installations de transport proposent en général des formules plus «efficaces» pour le transport non garanti tandis que les propositions des groupes qui souhaitent avoir accès aux installations sont plus «efficaces» sur le plan de l'accès au transport garanti. Les deux démarches qui sont efficaces sur les deux plans - celle du NRRI et alle du réseau britannique - reposent sur des modèles structuraux différents de ceux des autres.

Tableau 2.1

ORGANISATIONS DES ÉTATS-UNIS QUI ÉTUDIENT L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT ET L'ACCÈS AU TRANSPORT

- KEYSTONE GROUP
- NATIONAL GOVERNORS ASSOCIATION
- OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT
- DOE OFFICE OF POLICY ANALYSIS
- NARUC par l'intermédiaire du NRRI
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI)
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)
- FERC
- ELECTRIC CONSUMERS RESOURCE COUNCIL (ELCON)
- TRANSMISSION ACCESS POLICY STUDY (TAPS)
  - Services d'électricité publics
- EDISON ELECTRIC INSTITUTE (EEI)
  - Services privés
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (NERC)
- LARGE PUBLIC POWER COUNCIL (LPPC)

Figure 2.6 [32]



32. [30] The Transmission Task Force's Report to the Commission, ELECTRICITY TRANSMISSION: REALITIES, THEORY, AND POLICY ALTERNATIVES, The Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., 1989, p. 142.

Il est intéressant également de s'attarder à une autre comparaison faite par le groupe de travail de la FERC des formules proposées relativement à la tarification des services de transport et à l'accès aux installations. Les propositions sont groupées en trois scénarios ou concepts possibles : un modèle de «contrat» traduisant les propositions des propriétaires d'installations dans le cadre duquel les services de transport seraient offerts à contrat à d'autres parties et les propriétaires fourniraient les installations additionnelles jugées nécessaires; un modèle de «planification conjointe/propriété conjointe», soit un modèle de planification dans lequel toutes les parties participeraient à la planification et à la propriété des nouvelles installations de transport; et le «modèle britannique» qui reflète le mouvement de privatisation des réseaux d'électricité britanniques. Au tableau 2.2, nous comparons ces trois modèles conceptuels en fonction de treize domaines d'intérêt.

Dans son rapport, le groupe de travail de la FERC déclare que conformément à son mandat, il n'appuie aucune proposition quant au modèle que l'industrie devrait retenir et quant à la stratégie que la FERC devrait adopter sur le plan de la réglementation. Il formule quelques observations et présente des points qui semblent refléter les opinions des auteurs au sujet de l'avenir qu'ils préconisent pour l'industrie de l'électricité, notamment l'établissement, pour la production de l'électricité, d'un milieu propice à la concurrence et ouvert à tous les nouveaux venus (services publics ou privés) ainsi que l'adoption de politiques de transport de nature à faciliter l'instauration de ces conditions. Ces points de vue ne sont pas partagés par toutes les parties intéressées et il n'y pas encore de consensus à l'horizon aux États-Unis.

2.2.9 Obstacles non techniques à l'acheminement en transit

Le plus vaste examen de cette question fait l'objet du rapport de septembre 1987 du NRRI intitulé Non-Technical Impediments to Power Transfers. Au tableau 2.3, nous énumérons les obstacles autres que les obstacles techniques à l'acheminement en transit qui sont analysés dans le rapport du NRRI. Les entraves énumérées sont imputables en très grande partie aux aspects de la réglementation aux échelles étatique et fédérale.

Tableau 2.2

GRANDS VOLETS POLITIQUES DES TROIS MODÈLES PROPOSÉS

QUESTION/PRÉOCCUPATION	CONTRAT	PLANIFICATION CONJOINTE-PROPRIÉTÉ CONJOINTE	MODÈLE BRITANNIQUE
1. Fiabilité	Responsabilité des propriétaires	Responsabilité des propriétaires	Responsabilité des propriétaires
2. Investissement dans des installations inutilisées/ acheminement en transit insuffisant	Régi par contrat	Régi par plan conjoint	Régi par plan central
3. Environnement et choix du site	Resp. de la commission des entreprises de service public (PUC) de l'État	Resp. de la commission des entreprises de service public (PUC) de l'État	Responsabilité de Transco
4. Changements structuraux	Peu importants	De grande envergure	Radicaux
5. Qualité du service	D'un point à l'autre	À l'échelle du réseau	À l'échelle du réseau
6. Discrimination de prix	Probablement (tarif très spécial)	Non	Non
7. Qui assume les risques liés aux prix futurs?	En fonction du concept	Partagés par le biais d'une planification conjointe	Partagés par le biais d'une planification conjointe
8. Qui a préséance?	Principaux clients	Personne	Personne
9. Méthode d'application	Contrats	Planification conjointe	Planification conjointe
10. Débits parallèles	Tracé contractuel	Débits réels dans la région	Débits réels
11. Transit direct vers un client éloigné	Interdit	Interdit	Interdit
12. Services aux producteurs indépendants	Oui	Oui	Oui
13. Nécessite l'adoption de loi(s)	Non	Oui, probablement	Oui

Source : Rapport du groupe de travail sur le transport présenté à la commission de transport de l'électricité et intitulé «Electric Transmission:Realistic, Theory and Policy Alternatives», FERC, 1989, p. 148

Tableau 2.3[33]

OBSTACLES NON TECHNIQUES AUX TRANSFERTS DE PUISSANCE
(les astérisques indiquent les obstacles plus importants)

I
OBSTACLES INSTITUTIONNELS

Institutions réglementaires
- * Dichotomie étatique - gouv. fédéral
- * Règlement sur les taux de rendement des concessions

Institutions organisationnelles
- * Diversité de la propriété
- * Sociétés de portefeuille et consortiums
- * Coûts évités pour cogénération
  Modif. des restrictions applicables à l'utilisation du combustible
- * Fusions et achats

Oppositions aux nouvelles institutions opérationnelles
- Concurrence et transit direct
- * Acheminement en transit obligatoire
- Réseau national
- Marché au comptant

II
OBSTACLES JURIDIQUES

Pouvoirs restreints de la FERC
- * Acheminement en transit
- Interconnexions

Pouvoirs étatiques en matière d'acheminement en transit
- Restrictions
- * Incertitude

Lois applicables aux concessions
- Zones de service monopolistique
- Restrictions relatives aux ventes des centrales de cogénération

Lois anti-trust
- Normes relatives à la preuve
- Dérogations étatiques

Lois empêchant la construction
- * Choix de l'emplacement
- Certificats
- Expropriation à des fins publiques

Débits en circuit bouclé
- Droits des voisins

III
OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES

Réglementation de la FERC
- Exigences relatives au dépôt
- * Tarification aux coûts comptables
- Tarifs intégrés (péréquation)
- * Incertitude quant aux ententes de bon gré
- Tarifs de transport - réseaux multiples
- Taux de rendement fixes
- * Résiliation de contrats

Règlements étatiques et locaux
- * Traitement des recettes de transport
- * Choix de l'emplacement et autorisation des nouvelles lignes

Incertitude quant aux compétences du gouvernement fédéral et des États
- Chevauchement de pouvoirs
- Organismes de réglementation faibles

IV
OBSTACLES ÉCONOMIQUES

Incertitude quant aux coûts d'acheminement en transit
- Coûts par catégorie de clients
- Coûts par type d'acheminement en transit
- Coûts en capital, exploitation, réseau et production

Incertitude quant aux tarifs d'acheminement en transit
- Coûts comptables par rapport aux coûts marginaux
- * Calcul des coûts marginaux
- * Structure tarifaire
- * Conciliation des recettes

Incertitude quant aux profits et pertes
- * Profits acheteur-vendeur par rapport au service intermédiaire
- * Pertes essuyées par la centrale dont la production est remplacée
- Occasions d'échanges perdues

---

33 NON-TECHNICAL IMPEDIMENTS TO POWER TRANSFER, rapport du CSA au National Regulatory Rate Institute, septembre 1987.

2.2.10 Incertitudes sur le plan de la réglementation

L'un des obstacles à l'acheminement en transit aux États-Unis tient aux délimitations floues entre les réglementations fédérale et étatiques. La compétence fédérale s'étend au transport de l'électricité pour les besoins du commerce interétatique et la vente en gros de cette énergie dans le cadre d'échanges interétatiques. La Federal Power Act stipule expressément ce qui suit :

> ... La Commission [FERC] a compétence à l'égard de toutes les installations servant à ces activités de transport ou de vente d'énergie électrique, mais elle ne réglemente pas, [exceptions omises], les installations utilisées pour la production de l'énergie électrique ni les installations utilisées pour la distribution locale ou seulement pour le transport de l'énergie électrique consommée entièrement par l'expéditeur.[34]

Le pouvoir de la FERC de fixer les tarifs applicables au commerce interétatique a été réputé avoir préséance sur toutes décisions conflictuelles rendues par les organismes de réglementation étatiques dans une série d'arrêts toujours conformes à la doctrine dite de Narrangansett qui a présidé au premier de ces arrêts. Conformément à ces arrêts, et compte tenu de la mesure dans laquelle tous les services d'électricité des États-Unis sont interconnectés sans égard aux frontières entre les États[35], presque tout tarif d'acheminement en transit devrait relever de la compétence de la FERC.

Même si les tarifs applicables à l'acheminement en transit, une fois les transactions conclues, sont du ressort de la FERC, celle-ci est habilitée à ordonner le transit dans des cas restreints seulement. Si un service d'électricité décide de son propre chef de conclure un contrat d'acheminement en transit, la FERC peut statuer sur les modalités du service, y compris la tarification. Si un service d'électricité refuse d'être partie à un contrat d'acheminement en transit, la FERC peut intervenir seulement dans certaines circonstances :

---

34 FEDERAL POWER ACT, U.S. Government Printing Office, Partie II, alinéa 201(b)(1).

35 Dans l'arrêt Colton, la Cour suprême des États-Unis a maintenu la décision de la FPC selon laquelle les livraisons interétatiques devraient être exécutées sans avoir à suivre le tracé reliant les sources aux points de consommation. FPC V. SOUTHERN CALIFORNIA EDISON CO., 376 US 205 (1964).

Federal Power Act - article 210

La FERC peut ordonner des interconnexions si elle conclut que ces installations sont conformes à l'intérêt public, c'est-à-dire si elles :

a. encouragent la conservation générale de l'énergie ou des immobilisations;

b. optimisent l'utilisation efficace des installations et des ressources;

c. améliorent la fiabilité du réseau d'électricité, et si les exigences de l'article 212 sont satisfaites.

Federal Power Act - article 211

La FERC peut ordonner des services de transport si elle constate ce qui suit :

a. une quantité appréciable d'énergie est économisée;

b. l'utilisation efficace des installations et des ressources est améliorée de façon sensible;

c. la fiabilité du réseau du service d'électricité est améliorée et les exigences de l'article 212 sont satisfaites, le niveau actuel de concurrence est préservé dans une mesure raisonnable et le transport aux utilisateurs ultimes n'en découle pas.

Federal Power Act - article 212

Une ordonnance délivrée par la FERC en vertu des articles 210 et 211 n'est pas censée :

a. provoquer une perte économique non indemnisée et vérifiable;

b. créer un fardeau administratif excessif;

c. réduire la fiabilité du service d'électricité visé par l'ordonnance;

d. diminuer la capacité du service d'électricité visé de fournir un service adéquat à ses clients.

Ces dispositions de la Federal Power Act ont été ajoutées dans le cadre de la législation énergétique nationale de 1978 et, depuis, aucun jugement important n'a été rendu en vertu de ces articles.

Les commissions étatiques s'occupent de l'approvisionnement en électricité et de la livraison dans leurs états respectifs. La concurrence livrée par les États pour offrir les tarifs les plus bas à leurs électeurs ou pour éviter les effets environnementaux liés aux installations de production ou de transport dans leur État pourrait mener à une démarche «balkanisée» qui pourrait s'avérer efficace pour chaque administration mais pas nécessairement optimale pour la région. Il y a quelques années, par exemple, quelques États de la Nouvelle-Angleterre et de la région des Appalaches ont proposé l'aménagement de lignes de transport supplémentaires entre leurs régions de façon que la production des centrales au charbon puisse être livrée aux régions du nord-est où les prix sont plus élevés. Les États de New York et de la Pennsylvanie, où passeraient les lignes en question, n'y voyaient pas d'avantages pour eux-mêmes et, faute de leur participation, le projet a été suspendu.[36]

Dans une ordonnance rendue récemment, la Public Service Commission (PSC) du Wisconsin tient un langage unique relativement aux installations de transport, interconnectées à l'échelle de l'État, des services relevant de sa compétence.[37] À la rubrique portant sur l'utilisation et le partage des coûts du réseau de transport, la PSC a déclaré :

> «Le réseau de transport est service de monopole à vocation publique et il doit être utilisé pour le bien de la population en général. Un réseau de transport ne peut être aménagé que si l'État confère son droit souverain d'expropriation à des fins publiques, ce qui constitue une reconnaissance du fait que la prestation universelle d'un service d'électricité fiable est conforme à l'intérêt public. Pour posséder ou utiliser le réseau de transport étatique, un service d'électricité doit s'engager à répondre à la demande dans l'ensemble du territoire desservi. En évitant la duplication des installations, on minimise les coûts et les effets

---

36 «PROBLEMS OF STATE REGULATION OF UTILITIES PARTICIPATING IN MULTI-STATE INTERCONNECTIONS», Martin E. Gordon et Allan J. Schultz, délibérations de la Fifth Naruc Biennial Regulatory Information Conference, septembre 1986.

37 RE ADVANCE PLANS FOR CONSTRUCTION OF FACILITIES, 05-EP-5, Wisconsin Public Service Commission, 6 avril 1989.

environnementaux, et si les coûts et l'utilisation (les avantages) de ce réseau non duplicatif entre les services d'électricité et les coopératives font l'objet d'une répartition équitable, cela signifie que le système est utilisé dans l'intérêt public.»

La PSC a ordonné aux grands services d'électricité de l'État (qui sont au nombre de sept) de conclure des ententes relatives à l'utilisation du réseau de transport et au partage des coûts avec chacun des autres services avec lesquels ils partagent une frontière ainsi qu'avec chaque service appartenant à des investisseurs ou service municipal de moindre importance avec lequel ils partagent également une frontière et qui ont décidé de conclure une entente. Les ententes en question devaient comprendre les 20 principes adoptés par la PSC. Celle-ci a également ordonné aux principaux services appartenant à des investisseurs de déposer leurs tarifs de transit auprès de la FERC. Ces deux ordonnances devaient être exécutées dans un délai d'un an.

2.2.11 Tarification des services de transport

Il existe très peu de réseaux aux États-Unis qui ne seraient pas disposés à offrir dans le futur des services de transport s'ils étaient payés suffisamment pour le faire et s'ils pouvaient garder le contrôle de l'exploitation de leurs réseaux. Quelques réseaux de gaz américains préfèrent acheminer leur gaz en transit à destination de leurs clients industriels importants parce qu'étant donné les tarifs en vigueur, leurs gains sont supérieurs à ceux qu'ils tirent de leurs ventes directes. Sur les plans économique et financier, le facteur clé est la tarification et les modalités d'achat et de vente des services de transport.

Le commissaire C.M. Naeve de la FERC[38] a proposé les lignes directrices énoncées ci-après en vue de l'établissement de tarifs équitables pour le service de transport.

«Premièrement, la tarification devrait être assez souple pour permettre aux services d'électricité de réagir à la fluctuation des prix étant donné que les coûts de transport varient pour chaque commerce en particulier.

Deuxièmement, les prix établis devraient permettre le recouvrement de tous les coûts

---

[38] «TOMORROW'S ELECTRIC UTILITIES: WHICH WAY TO SERVE RELIABILITY AND PRICE STABILITY?», par C.M. Naeve, commissaire de la Federal Energy Regulatory Commission, mémoire présenté à la NARUC 98th Convention and Regulatory Symposium, à Phoenix, en Arizona, le 18 novembre 1986.

économiques de transport dont, par exemple, les hausses des coûts du combustible de charge de base découlant de l'évolution des tendances, ou les coûts en capital des nouvelles installations de transport dont on peut avoir besoin pour fournir le service. Les utilisateurs du réseau de transport doivent voir des clignotants de prix fondés sur les coûts économiques réels, sinon les ressources de transport ne seront pas utilisées efficacement. En outre, si les fournisseurs du service ne peuvent pas recouvrer la totalité de leurs coûts, l'accès risque d'être restreint.

Troisièmement, les tarifs pratiqués devraient inciter les services d'électricité à aménager de nouvelles installations. Comme je l'ai indiqué précédemment, je pense que c'est à ce niveau que la FERC peut le mieux améliorer l'accès au transport.

Quatrièmement, en cas de pénurie de capacité, les prix devraient faire en sorte que toute capacité de transport qui n'est pas nécessaire pour répondre à la demande interne serve aux échanges les plus lucratifs. La capacité limitée devrait être utilisée pour les échanges qui produisent les économies de coûts nettes les plus élevées de façon à garantir la meilleure utilisation des installations en place. Dans ces situations de pénurie, j'estime que le prix, et non la réglementation, constitue le meilleur mécanisme de répartition.

Et finalement, les politiques de tarification du transport devraient interdire l'exercice du pouvoir monopolistique. Dans nombre de régions du pays, le transport est encore un monopole naturel. Une tarification de monopole sans restriction sur le plan de transport pourrait retarder le développement de débouchés efficaces. Les prix doivent être maintenus en-deçà des niveaux monopolistiques tout en assurant la souplesse et l'encouragement voulus pour permettre la réalisation des quatre premiers objectifs énoncés.

En résumé, le commissaire Naeve et nombre d'autres intervenants[39] ont laissé entendre que les services d'électricité fournissant le service de transport devraient :

1. pouvoir enregistrer un taux de rendement équitable sur leur investissement;

2. être pleinement indemnisés pour toutes les économies que leur propre exploitation n'a pu

---

[39] «UNDERSTANDING THE TRANSMISSION ACCESS AND WHEELING PROBLEM», J. A. Casazza, *Public utilities Fortnightly*, 31 octobre 1985.

réaliser pendant la prestation du service de transport;

3. recevoir une part équitable des retombées économiques ou des économies qu'ils permettent de réaliser en fournissant le transport;

4. avoir tous les pouvoirs et les responsabilités à l'égard des opérations de leurs propres réseaux.

2.3 Ententes d'acheminement en transit en vigueur aux États-Unis

2.3.1 Types de service d'acheminement en transit

Des services d'acheminement en transit sont assurés dans le cadre de nombreuses ententes et selon diverses modalités. Cependant, on peut les classer en deux grandes catégories :

a. Service garanti

Dans la plupart des cas, l'expression «service garanti» désigne la fermeté de l'engagement à assurer le transit une fois que le service d'électricité a accepté de fournir le service et qu'une entente tarifaire ou de service a été signée et indique la quantité de puissance à acheminer. Par service garanti, on entend généralement qu'une fois que le service intermédiaire s'est engagé à assurer l'acheminement en transit, il ne peut interrompre ce service que dans certaines conditions, généralement les suivantes :

1. Interruption imputable à des facteurs qui, dans une mesure raisonnable, sont hors du contrôle du service d'électricité et ne peuvent être attribuables à la négligence de celui-ci (p. ex. inondation ou grève des travailleurs). C'est ce qu'on appelle les cas de force majeure.

2. Risques pour la fiabilité et la saine gestion du réseau du service d'électricité conformément aux règles de l'art.

3. Entretien, réparations, remplacements, installations d'équipement, enquêtes ou inspections.

4. Non-respect par le client du service intermédiaire des conditions de l'entente de service ou de l'entente tarifaire comme le non-paiement des factures.

Quelques services d'électricité subdivisent leur service garanti en service à court terme et en service à long terme. Par exemple, un service à coun terme peut durer moins d'un an et le service à long terme, un an ou plus.

En général, il appert que lorsqu'un service d'électricité s'engage à fournir un service garanti à un client donné (habituellement pour une quantité précise de puissance et une période donnée), une capacité de transport insuffisante ne justifie pas une interruption de service sauf, bien sûr, dans les circonstances décrites précédemment. Cela signifie que le service d'électricité s'engage à installer l'équipement additionnel jugé nécessaire pour assurer le service garanti pendant la période visée par l'entente à long terme.

Dans la plupart des cas, l'acheminement garanti est associé à la puissance achetée dans le cadre de contrats à long terme, de contrats avec des centrales particulières et de participations dans des centrales à propriété conjointe. En général, ces contrats sont de longue durée, souvent 20 ans et parfois même 40 ans. Le service est assuré de façon continue, même dans les situations d'urgence, dans la mesure où les clients du service intermédiaire ne sont pas lésés. Dans le cadre de certaines ententes, ce service a la même priorité que le service assuré aux clients du territoire desservi par le service d'électricité.

Priorité

L'une des caractéristiques très importantes du service de transport est l'ordre de priorité de la transaction particulière advenant qu'une diminution de service s'impose. En général, les livraisons garanties ont hautement préséance sur les livraisons non garanties. Cependant, il faut procéder à une deuxième hiérarchisation dans le cas du service garanti. En effet, si un service d'électricité fournit un service de transport garanti à plusieurs autres services d'électricité, il peut répartir les diminutions de service de façon égale entre les usagers du service garanti en une seule fois. Il pourrait aussi accorder la préséance aux services d'électricité qui paient un tarif supérieur à celui des autres, ou encore tenir compte de la date de signature des ententes et

appliquer le principe «premier arrivé, premier servi».

La priorité du service de transport constitue une question particulièrement importante et délicate pour les services d'électricité sujets à des diminutions de débit de circuit bouclé.

b. Service interruptible

L'expression «service interruptible» (ou non garanti) désigne le service d'acheminement en transit qui peut faire l'objet d'une diminution ou d'une interruption pour des raisons autres que celles prévues pour le service garanti. Dans les ententes ou les contrats examinés, nous avons relevé deux différents types de service interruptible. Le premier type indique la condition de l'interruption (outre celles précisées pour le service garanti). On peut qualifier ce service de service interruptible conditionnellement. Dans la plupart des cas, la condition précisée est le besoin de capacité de transport pour les propres ventes de puissance du service d'acheminement en transit. Le deuxième et le type le plus courant de service interruptible ne prévoit pas de conditions d'interruption pré-établies. Le service de transit peut être interrompu en tout temps, au seul gré du service qui l'assure. On peut qualifier de ce service de service interruptible inconditionnellement.

L'expression «énergie non garantie» (ou «énergie interruptible») est utilisée comme générique. Par exemple, nombre de contrats ne contiennent pas une description détaillée de l'énergie non garantie à acheminer à transit. En général, le service d'acheminement en transit vise la puissance acheminée sur une base horaire ou hebdomadaire qui a été achetée de façon ponctuelle.

Les ententes d'acheminement en transit non garanti sont généralement de plus courte durée que les ententes d'acheminement garanti et moins précises en ce qui a trait aux modalités d'exploitation. Les ententes de service non garanti prennent souvent la forme de contrats-lettres d'une ou de deux pages.

Les ententes de service non garanti peuvent aussi se distinguer selon que le contrat prévoit ou non des garanties de service dans les situations d'urgence. Quelques ententes de service non garanti prévoient un acheminement non garanti en cas d'urgence. D'autres prévoient

l'acheminement d'urgence des quantités prévues quand le service est interrompu en raison d'une panne imprévue des installations de transport d'autres réseaux. D'autres dispositions d'urgence prévoient la livraison de l'énergie d'urgence et d'autres types non définis d'énergie non garantie advenant une panne imprévue d'une source de production qui appartient ou qui a été achetée par le client du service de transit.

2.3.2 Méthodes de facturation

À la faveur d'un examen des modalités de facturation appliquées aux services d'acheminement en transit, nous avons constaté que les services de transit étaient facturés de diverses façons tant sur le plan des principes généraux que des détails. Nous avons examiné cette gamme de modalités sous trois aspects :

- L'approche conceptuelle, soit l'approche générale adoptée, la philosophie de base. Parmi ces approches, on compte les méthodes du tracé contractuel, du timbre-poste, des débits d'interconnexion, des débits ligne par ligne, de la valeur marchande de la transaction et de la ligne fantôme.

- Le facteur déterminant, soit le type réel de quantité auquel la facturation s'applique comme l'énergie, la capacité, l'argent économisé ou le nombre de mégawatts-milles (le produit de la capacité acheminée en transit et de la distance parcourue).

- La base de tarification, soit le choix des facteurs qui déterminent les prix unitaires auxquels le facteur déterminant de la facturation est appliqué. Il y a, par exemple, les coûts non amortis (ou dépréciés), les coûts originaux, les coûts marginaux à court terme et les coûts marginaux à long terme.

2.3.2.1 Approche conceptuelle

Les diverses bases conceptuelles utilisées pour la facturation des services d'acheminement en transit représentent l'approche fondamentale adoptée dans chaque cas.

a. La méthode du tracé contractuel

Dans le cadre de cette méthode, on établit le coût d'acheminement en transit en utilisant un tracé continu précis reliant une installation de production (ou un point de réception si deux ou plusieurs services d'électricité sont en cause) à un point de livraison (c'est-à-dire l'acheteur ou un réseau de service d'électricité adjacent). Le coût unitaire calculé est le coût que doit percevoir le service intermédiaire en contrepartie de l'utilisation de son investissement dans le tracé en question. Comme ce coût est calculé seulement pour le tracé précisé, on ne vise pas le recouvrement des coûts liés aux investissements qui peuvent permettre la prestation du service en augmentant la capacité disponible mais qui ne s'appliquent pas au tracé en question. En outre, comme cette méthode est généralement fondée sur les coûts comptables, elle ne permet pas le recouvrement des investissements subséquents tant que les installations ne sont pas en service. Cette méthode comporte les étapes suivantes :

. choix du tracé prévu au contrat d'acheminement en transit;

. évaluation de la capacité de transport du tracé choisi;

. vérification des éléments de coût des installations choisies; et

. calcul du tarif forfaitaire.

Tracé choisi

Le tracé contractuel du service intermédiaire est un tracé de transport continu précis reliant les points de réception et de livraison de l'électricité. En général, les points indiqués sont les points d'interconnexion les plus «rapprochés» et les plus directs du service intermédiaire entre les points de réception et de livraison. Cependant, les installations du réseau de transport utilisées dans le cadre de cette méthode peuvent comprendre des lignes dont le débit sera appréciable.

En général, seules les installations de transport de blocs de puissance (p. ex. lignes de transport et postes électriques) sont réputées être utilisées pour le transit sur longue distance. Cependant, quand il s'agit de transport local ou sur courte distance (p. ex. dans le cas de génératrices

raccordées à des installations de tension inférieure et de puissance acheminée à une zone de service avoisinante), on peut inclure des installations de distribution. Il convient de souligner que les fourchettes de tensions applicables à la distribution varient d'un service d'électricité à l'autre.

Capacité de transport

La capacité du réseau de transport pour le tracé choisi peut être calculée à partir de simulations de débit de façon à ne pas attribuer à un tracé une capacité supérieure à celle que les limites du réseau permettent. Cependant, la capacité est le plus souvent déterminée à partir des caractéristiques assignées des composantes du tracé elles-mêmes, qui sont généralement rajustées selon un facteur donné, par exemple 80 %, pour tenir compte des restrictions du réseau. Si une seule ligne de transport est retenue comme tracé contractuel, sa capacité fondée sur la température assignée, exprimée en mégawatts (MW), est généralement utilisée comme capacité de transport, souvent modifiée par un facteur constant. Quand plusieurs lignes sont choisies, on peut calculer la capacité de transport au moyen d'interfaces précis. Dans ces cas, c'est la limite caloportrice ou la limite de stabilité-tension de l'interface ou des interfaces, selon la plus faible des valeurs, qui est utilisée comme capacité de transport.

Éléments de coût

Comme la méthode du tracé contractuel est fondée sur les coûts comptables, il faut réunir et mettre sous forme de tableau les coûts historiques du service intermédiaire pour l'année à l'égard de laquelle on dispose de données. Ces coûts comprennent les frais d'exploitation annuels au titre du transport et à la fois le coût comptable (p. ex. le coût original) et la dépréciation de toutes les installations de transport, y compris les installations de transport du tracé prévu au contrat.

Le tarif fixe ou forfaitaire annuel (TFA) pour le réseau est calculé à partir du coût d'achat et d'exploitation de toutes les installations du transport et de leur coût comptable. Voir à ce propos la section 2.3.2.3.

Calcul du coût d'acheminement en transit

Le coût unitaire d'acheminement en transit sur le tracé contractuel est calculé en combinant algébriquement les éléments décrits ci-dessus. On multiplie le coût comptable des installations du tracé contractuel par le tarif fixe annuel (TFA) pour obtenir le coût annuel d'utilisation de ces installations. On obtient ensuite un coût unitaire en divisant le coût annuel en dollars par la capacité de transport du tracé.

$$\text{Coût unitaire annuel (\$/MW)} = \frac{\text{TFA (\%) x coût du tracé contractuel (\$)}}{\text{Capacité de transport du tracé (MW)}}$$

Résumé des attributs

La méthode du tracé contractuel a souvent été appliquée. Même si la répartition des coûts constitue toujours un problème, cette méthode fait appel aux coûts historiques d'un service d'électricité, soit des coûts qui sont connus et vérifiables. Cependant, elle ne tient pas compte beaucoup du coût des installations situées le long du tracé choisi et fait abstraction du fait que la puissance peut être acheminée par d'autres lignes de transport, y compris celles d'autres réseaux. Par conséquent, elle ne tient pas compte expressément des investissements requis dans les installations qui sont nécessaires pour un transit mais qui ne sont pas situées sur le tracé contractuel. Le coût calculé ne reflète pas également le coût lié aux nouveaux investissements tant que ceux-ci ne sont pas compris dans les coûts comptables du service intermédiaire.

b. Méthode dite du timbre-poste

La méthode dite du timbre-poste se distingue de la méthode du tracé contractuel du fait qu'elle prend en compte les coûts de transport à l'échelle du réseau et non les coûts d'installations choisies expressément. On parle de timbre-poste parce que le coût d'acheminement en transit est toujours le même sans égard à la distance ou à l'endroit. Dans le cadre de cette méthode, on tient compte des coûts annuels de transport, et s'il y a lieu des coûts de distribution, de l'ensemble du réseau pour calculer le tarif d'acheminement en transit.

Voici un résumé de cette méthode :

a. On rassemble et on met en tableau les coûts comptables du service intermédiaire aux fins d'une étude du coût du service.

b. On répartit les coûts par fonction (production, transport, distribution et autres).

c. On calcule le TFA qui comprend le taux de rendement, la dépréciation, les taxes et impôts, et les dépenses.

d. La somme des coûts annuels liés au transport représente les besoins annuels en recettes. Le tarif unitaire d'acheminement est égal aux besoins en recettes divisé par la formule de demande choisie (p. ex. demande de pointe, demande de pointe plus acheminement garanti, ou capacité de réseau désignée).

Résumé des attributs

La méthode dite du timbre-poste a quelques caractéristiques en commun avec la méthode du tracé contractuel : elle a souvent été appliquée et fait appel aux coûts historiques d'un service d'électricité, soit des coûts connus et vérifiables. Comme il s'agit d'une méthode de péréquation, elle n'est pas fondée sur un tracé hypothétique, mais elle ne tient pas compte non plus du fait que la puissance peut circuler dans les réseaux d'autres services d'électricité. Elle fait abstraction des investissements qui sont nécessaires pour soutenir une transaction d'acheminement en transit et qui sont faits par des services qui ne sont pas partie à la transaction en cause. Le tarif établi ne reflète pas directement le coûts des nouveaux investissements tant que ceux-ci ne sont pas inclus dans la base tarifaire du service intermédiaire intéressé. Les coûts liés aux nouveaux investissements sont partagés par tous les clients, indépendamment de l'endroit où ils sont faits.

c. Méthode des débits d'interconnexion et méthode des débits ligne par ligne

Les transactions d'acheminement en transit se répercutent sur les services d'électricité en faisant fluctuer les débits des réseaux de ces derniers (p. ex. l'acheminement en transit peut accroître

ou diminuer la charge sur certaines lignes de transport). Les deux méthodes citées en rubrique visent à cerner les débits différentiels découlant du transit de puissance garantie et à répartir les coûts d'acheminement proportionnellement à l'écart de débit enregistré. On calcule les écarts entre les débits des réseaux de transport enregistrés sans l'opération d'acheminement en transit et les débits enregistrés compte tenu de cette opération en procédant à des études de débit simulant les conditions des réseaux de transport. Pour calculer les coûts d'acheminement en transit, on multiplie les écarts de débit en MW applicables à chaque service d'électricité par le coût unitaire du service de transport (exprimé en $/MW ou en $/MW-mille).

La méthode des débits d'interconnexion et la méthode des débits ligne par ligne représentent des formules de tarification distinctes. La première comporte l'analyse de l'incidence d'une transaction d'acheminement en transit seulement sur les lignes de transport qui relient un service d'électricité à un autre, ce qui indique la quantité de puissance acheminée par chaque service d'électricité intéressé. Par contre, dans le cadre de la méthode ligne par ligne, on examine l'impact de la transaction sur toutes les lignes de transport formant un réseau de transport d'un service d'électricité et, par conséquent, on tient compte des lignes particulières par lesquelles la puissance est acheminée en transit.

Méthode des débits d'interconnexion

Dans le cadre de la méthode des débits d'interconnexion, on peut calculer de deux façons les écarts de charge des lignes: en fonction des échanges nets et en fonction de la ligne. Dans le premier cas, on calcule l'écart de débit applicable à un service d'électricité en additionnant les valeurs absolues des échanges nets avec chaque service voisin et en divisant le résultat par deux. De cette façon, on supprime ainsi l'impact des débits de circulation qui peuvent entrer dans un service d'électricité voisin à un point donné et le quitter à un autre point. Cette méthode de synthèse intègre l'effet des débits de circulation.

Méthode des débits ligne par ligne

Pour calculer les coûts d'acheminement en transit à l'aide d'une méthode ligne par ligne, on peut procéder de plusieurs façons, mais le paramètre commun est le nombre de mégawatts-milles des lignes de transport du service intermédiaire. L'une des formules consiste à soustraire les écarts

négatifs de MW-milles (c'est-à-dire les lignes dont les charges diminuent en raison de l'acheminement en transit) des lignes présentant des écarts positifs (c'est-à-dire les lignes dont les charges augmentent par suite de la transaction). On crédite ainsi un service public pour les transactions qui accroissent la capacité de transport. Des écarts négatifs peuvent donner lieu à des frais de transit moins élevés en compensant quelques écarts positifs.

Dans une deuxième formule, on utilise la valeur absolue de chaque écart de MW-mille (c'est-à-dire qu'on additionne la valeur absolue des écarts négatifs et celle des écarts positifs). On indemnise les services d'électricité pour toute utilisation appréciable des lignes touchées même quand on enregistre une diminution réelle de la charge nette.

Dans un troisième cas, on tient compte seulement des écarts positifs et on ignore les écarts negatifs.

Quelle que soit la formule choisie, on calcule un tarif en $/MW-mille pour le service intermédiaire en divisant le coût comptable net total du service de transport par le nombre total de MW-milles du réseau. On obtient ce total en additionnant le nombre de MW-milles de chaque ligne du réseau du service intermédiaire en se fondant sur la charge de pointe réelle de chaque ligne, soit en menant une analyse par ordinateur ou en utilisant la capacité assignée.

Calcul des besoins en recettes de transport

La méthode des débits d'interconnexion et la méthode des débits ligne par ligne désignent les services d'électricité touchés et indiquent la mesure dans laquelle une transaction d'acheminement en transit touche chaque service d'électricité. Après avoir calculé pour chaque service la capacité de transfert en MW, on peut déterminer les besoins annuels en recettes de transport en utilisant la méthode des coûts comptables ou des coûts marginaux à court terme.

Pour les fins de la présente analyse, nous tenons pour acquis que le coût de service de transport est fondé sur les coûts comptables (c'est-à-dire les coûts comptables des immobilisations du service public servant expressément à soutenir le réseau de transport).

Dans le cas de la méthode des débits d'interconnexion, on calcule le coût de transport en

$/MW.mile en divisant les besoins annuels en recettes de transport de chaque service d'électricité par la demande de pointe de son réseau en tenant compte de la transaction d'acheminement en transit.

Dans le cas de la méthode ligne par ligne, on utilise un coût unitaire en $/MW qu'on calcule en appliquant le même coût de transport unitaire que dans la méthode précédente, mais le diviseur est le nombre de MW-milles de l'ensemble du réseau (fondé sur la charge de pointe ou la capacité assignée des lignes) au lieu de la demande de pointe du réseau.

Résumé des attributs

Méthode des débits d'interconnexion :

. Répartition des coûts comptables du réseau de transport au moyen de modèles de débit de charge qui simulent les débits au sein d'un réseau interconnecté.

. Prise en compte des pertes de ligne imputables à la transaction d'acheminement en transit.

. Abstraction de la distance parcourue.

Méthode des débits ligne par ligne :

. Répartition des coûts comptables imposés au réseau de transport en se servant de modèles de débit de charge qui simulent les débits au sein d'un réseau interconnecté.

. Prise en compte des pertes de ligne imputables à la transaction d'acheminement en transit.

. Abstraction de la distance parcourue imputable à la transaction d'acheminement en transit.

. Identification des parties touchées.

d. Tarifs fondés sur la valeur marchande

(1) Expérience du Western System Power Pool

Aux États-Unis, on a rarement pratiqué des tarifs fondés sur la valeur marchande pour les services de transport garanti et ce, parce que la FERC a toujours exigé des justifications fondées sur les coûts pour tous les tarifs applicables au service garanti qui ont été soumis à son approbation. Cependant, à deux occasions, la FERC a approuvé et encouragé des expériences visant à déterminer si une tarification souple de la coordination et du transport aurait pour effet de promouvoir et d'accroître l'efficacité, la concurrence et la coordination. Dans le premier cas, la Southwest Bulk Power Experiment, l'accent n'était pas mis sur les coûts d'acheminement en transit. L'expérience la plus récente, soit le Western Systems Power Pool (WSPP), est une entente qui vise un marché de puissance en blocs composé de plusieurs États et qui prévoit une tarification souple des services de coordination et de transport de blocs de puissance entre les services d'électricité participants.

Comme la FERC l'a approuvé en mars 1987, le WSPP est une expérience dont le but est de vérifier si une tarification souple plus générale pour les services de coordination et de transport contribuerait à l'accroissement de l'efficacité, de la concurrence et de la coordination. Les services de coordination comprennent l'énergie d'économie, la production d'une centrale réservée à des fins particulières, et l'énergie et la capacité garanties.

Le WSPP ne remplace aucun des nombreux contrats déjà en vigueur entre les participants et ne vise pas non plus à améliorer la rentabilité en offrant une autre option permettant aux participants de tirer parti des possibilités de transactions restantes, c'est-à-dire celles qui ne se seraient pas présentées dans le cadre des contrats déjà existants. La participation aux transactions du WSPP est strictement volontaire.

Le WSPP a seulement pour but d'accroître la rentabilité au-delà du niveau des contrats liant déjà les participants. Il ne prévoit pas la répartition centrale des installations de production et n'a pas pour but d'assurer l'optimisation de la répartition. Il ne s'agit pas d'une mise en commun de ressources visant la fiabilité du réseau par le biais d'une programmation centralisée de l'entretien ou par d'autres moyens. En outre, il se veut un mécanisme d'amélioration de la coordination

entre les services d'électricité interconnectés. Ce n'est pas un moyen de faire en sorte que l'accès au transport réponde aux besoins des clients ni un moyen de régler toutes les autres questions liées à l'accès.

La principale caractéristique de l'expérience du WSPP est la tarification souple des services de coordination et de transport offerts à d'autres participants. Dans les limites de la fourchette de prix établie dans l'entente, les participants sont libres de pratiquer les prix déterminés par les forces du marché qu'ils peuvent négocier avec les autres participants.

L'entente du WSPP prévoit aussi des services de transport comportant l'accès libre aux tarifs flexibles. Dans son mémoire, le WSPP a déclaré que la tarification souple peut refléter de façon plus fidèle la valeur économique des différents types de service de transport et peut donc aboutir à une utilisation plus efficace des installations de transport en place. En outre, il a fait valoir que si la tarification souple est maintenue après la fin de l'expérience, elle pourrait donner des signaux de nature à encourager l'aménagement de nouvelles installations de transport avantageuses.

L'épine dorsale du WSPP est le réseau de transport THT. Le WSPP compte plus de 10 000 milles de lignes de transport THT. Étant donné que de nouvelles lignes ne sont pas construites pour le consortium, le but visé est d'utiliser plus efficacement les installations existantes. C'est là l'objectif sous-jacent des services membres du WSPP.

Le WSPP est unique du fait qu'il a adopté des dispositions relatives au service de transport dont la tarification est fondée sur la valeur marchande (TVM). En théorie, ce service de transport est en mesure de permettre aux parties de réagir aux conditions variables du marché. Des dispositions s'appliquent aux tarifs souples horaires, quotidiens ou hebdomadaires. Une partie qui fournit un service TVM peut examiner les options possibles tant dans le cadre que hors du cadre du WSPP et rajuster le tarif pratiqué au cours d'une période donnée pour le service de transport en question.

L'entente du WSPP prévoit trois catégories de services de transport -non garanti, d'urgence et garanti (ou prioritaire) - qui peuvent toutes être programmées d'avance par l'acheteur et le service intermédiaire. Le transport non garanti peut être interrompu pour une raison quelconque

au cours de l'heure programmée suivante ou immédiatement sur avis d'une urgence. Les services de transport d'urgence et de transport garanti peuvent être interrompus moyennant le préavis convenu par les programmeurs et peuvent être diminués conformément aux priorités établies dans l'entente. Le transport d'urgence diffère du service de transport garanti du fait que la partie qui fournit la puissance peut utiliser ce service pour ses propres besoins, mais seulement si l'acheteur ne programme pas de l'énergie. Le prix fixé pour ces différents types de services de transport est celui convenu par les parties sous réserve d'un plafond et d'un plancher. Le prix plancher est de un dixième de cent le kW.h et le prix plafond est égal à 33 % de l'écart entre les coûts de production décroissants les plus élevés et les plus bas enregistrés par le WSPP l'année précédente.

Les utilisations types du service de transport TVM sont les suivantes :

. Non garanti : transport programmé sans livraisons d'énergie pour permettre aux acheteurs de répondre aux besoins en réserves d'exploitation des sources éloignées.

. Urgence garanti : transport programmé pour répondre aux besoins en service d'exploitation du réseau de l'acheteur.

. Garanti : vente ou échange garantis de capacité.

La FERC a réagi positivement à l'expérience proposée, mais elle a exigé qu'un examen indépendant soit mené sur plusieurs questions importantes et que les rapports pertinents soient déposés. Ces questions avaient trait aux sujets suivants : répercussions de l'expérience sur le coût régional de production de l'électricité; mesure dans laquelle, le cas échéant, la tarification souple permet aux participants d'adopter une tarification de monopole, et question de savoir si l'achat et la revente simultanés constitue une solution de rechange adéquate à l'acheminement en transit. Aucune conclusion finale n'a été tirée.

e. Ligne fantôme

La méthode de la ligne fantôme pour la tarification des services d'acheminement en transit est

fondée sur l'hypothèse selon laquelle les services d'électricité qui achètent et qui vendent ont, comme solution de rechange à l'acheminement en transit par un service intermédiaire, la possibilité de construire leurs propres installations. Le tarif établi pour l'acheminement en transit est fondé sur les coûts applicables à la ligne hypothétique ou fantôme. Jusqu'à récemment, on a utilisé cette méthode pour fixer un tarif d'acheminement en transit de l'électricité entre deux services d'électricité en Colombie-Britannique.

La marche à suivre est fort simple, mais ses faiblesses ont grandement limité son application pratique. Par souci de simplicité, elle fait appel à des coûts généralisés plutôt qu'à des coûts particuliers et les installations fantômes n'ont absolument aucun lien avec ce qui existe. Cette méthode fait également abstraction de la fiabilité, et aucune panne n'est prise en compte.

f. Transport sur des réseaux multiples

Politique actuelle de la FERC

En général, la FERC a établi, pour chaque service d'électricité, des tarifs de transport en se servant de la méthode type employée pour le calcul des tarifs applicables au service garanti et au service non garanti. Lorsque les tarifs sont calculés de cette manière, si la puissance est acheminée en transit sur deux réseaux adjacents, le tarif est deux fois plus élevé que le tarif établi pour l'acheminement sur un seul réseau, sans égard à la distance couverte. D'aucuns ont fait valoir que les coûts de transport assumés par toutes les installations intermédiaires devraient être groupés et qu'un «tarif conjoint» devrait être calculé pour empêcher la perception de frais d'acheminement qui deviennent prohibitifs une fois cumulés.

2.3.2.2 Facteurs déterminants de la facturation

Les facteurs déterminants de la facturation sont les facteurs (tels que les kilowatts ou les kilowattheures d'utilisation) auxquels on applique les taux pour calculer les frais à facturer au client du service d'acheminement en transit. La plupart des tarifs et des barèmes de taux précisent les modalités de mesure des facteurs déterminants. Ces facteurs ne sont pas toujours fondés sur la consommation réelle du client. Par exemple, ils peuvent dépendre de la demande

contractuelle en kilowatts au cours de la période visée par la facturation.[40] Il s'agit dans un tel cas d'une disposition de prise ferme en vertu de laquelle la facture du client sera établie en fonction de la demande contractuelle en kilowatts même si la demande maximale réelle en kilowatts au titre de l'acheminement en transit est beaucoup moindre.

Le tableau 2.4, qui est extrait d'une étude de la FERC remontant à septembre 1983, indique que le facteur déterminant le plus courant dans les contrats de service garanti d'acheminement en transit est la demande contractuelle en kilowatts. Cependant, dans cinq de ces contrats, d'autres facteurs sont indiqués. Dans le cas des barèmes FPT-2 et UFT-2 de la BPA, le facteur utilisé pour un mois particulier est la valeur la plus élevée de la demande contractuelle, de la consommation maximale en kilowatts ou 100 % de la demande maximale en onze mois.[41] Le tarif Otter Tail utilise le nombre maximum de kilowatts acheminés en transit pour le client au cours de la période de facturation ou 90 % de la demande maximale en onze mois, selon la plus élevée des valeurs. Florida Power Corporation utilise la demande contractuelle ou la consommation maximale, selon également la plus élevée des deux valeurs. Les seuls tarifs pour lesquels le facteur déterminant n'est pas le nombre de kilowatts sont ceux des services d'urgence et d'énergie d'économie de Florida Power & Light Company's (FP&L). Dans ces deux cas particuliers, le facteur utilisé est le nombre réel de mégawattheures livrés. Cependant, pour les deux autres types de service garanti offerts dans son tarif de transit, FP&L utilise la demande contractuelle.

Pour le service interruptible, le facteur le plus couramment utilisé est le nombre réel de kilowattheures livrés. Il y a deux exceptions à cette règle, Consumers Power (service hebdomadaire n° 3) et le New England Power Pool (tarifs de service interruptible conditionnellement) qui utilisent la demande contractuelle en kilowatts. Il existe une autre exception, le service de transit d'énergie d'économie n° 3 de Consumers Power : les frais facturés équivalent à 15 % des économies réalisées par le client en coûts d'électricité.

---

[40] Dans le cas d'un contrat d'acheminement en transit, la demande contractuelle est la quantité de capacité prévue à un contrat de service, exprimée habituellement en kilowatts, que le service d'acheminement en transit convient de mettre à la disposition du client du service de transit à des fins de transit.

[41] Par 100 % de demande maximale en onze mois, on entend que la consommation en kilowatts la plus élevée au cours des onze mois précédents peut servir de base pour le calcul de la facture du mois courant.

Tableau 2.4

Caractéristiques choisies des tarifs des centrales d'acheminement en transit et d'échéanciers des taux *

* *Le présent tableau a été reproduit à partir du rapport présenté à l'office national l'énergie par Casazza, Schultz and Associates, Inc., le 31 août 1990. Ce rapport était intitulé "Concepts and Principles of Wheeling among Interconnected Electric Utilities"*

Wheeling Utility Tariff or Rate Schedule and Type of Service	Entities Eligible	Scope of Service	Stated Rate ($)	Calculated Annual Rate ($/kw)	Delivery Voltage (kv)	Billing Determinant	Line Loss Adjustment (%)	Penalty Power Factor ($)
<u>Tariffs</u> Bonneville Power Administration Rate Schedule IR-1; firm	All Utilities agreeing to convert to IR-1	Wheeling to, from, and among customers over and through BPA Integrated network and over Pacific Intertie					Cont. dem. for kw charge and kwh deliv. for kwh charge	
Network Service			.1749/kw/mo. & .00056/kwh					
Intertie Service			.3024/kw/mo. & .00081/kwh					
Clev. Elec. Illum. Co. Vol. No. 1; Firm	Munis & coops in CAPCO[1] ter.	Wheeling to, from, & among customers	$1.69/kw/mo.	$20.28		cont. dem.[2]	2	near unity

---

1. CAPCO is the Central Area Power Coordination Group. The members companies are CEI, Toledo Edison Company, Duquesne Light Company,Ohio Edison Company and Pennsylvania Power Company.

2 Contract demand

Tableau 2.4

Caractéristiques choisies des tarifs des centrales d'acheminement en transit et d'échéanciers des taux *

* *Le présent tableau a été reproduit à partir du rapport présenté à l'office national l'énergie par Casazza, Schultz and Associates, Inc., le 31 août 1990. Ce rapport était intitulé "Concepts and Principles of Wheeling among Interconnected Electric Utilities"*

Consumers Power Co. Firm, Vol. No. 2 Interruptible Vol. No. 3 Weekly Hourly Economy Energy	Elec. Util. in CP serv. ter. Elec. Utili. in CP serv. ter.	Wheeling to, from & among customers Wheeling to, from & among customers; not available for certain types of power.	.222/kw/wk. .318/kw/wk. .172/kw/wk .248/kw/wk .00125/kwh .0017/kwh 15% of savings	11.54 16.54 8.94 12.90	> 138 46 > 138 46 138 46 138	cont. dem. cont. dem. kwh del. savings to customers	2.77 4.62 2.77 4.62 2.77 4.62	
Florida Power Corp. Vol. No. 1 firm nonfirm	Elec. Util. Interconnected with FPC	Wheeling to, from & among customers	.797/kw/mo. extra charge .00109/kwh extra charge	9.56 13.32 max.	> 69 <12-69 > 69 <12-69	cont. dem. or max. kw kwh deliv.		97
Florida Power and Light Co. Vol. No 2; Firm Firm (Schedule TD) ST. Firm (Schedule TB) Emergency (Schedule TA) Economy Energy (Schedule TL)	Munis Coops IOUs	Wheeling to, from, & among customers & through FP&L service territory Limited to econ. eng. power	1207.25/mw/mo. 39.69/mw/day 1.65/mwh 1.65/mwh	14.49 14.49		cont. dem. cont. dem. mwh deliv. mwh deliv.	System ave. loss, but may use incremental loss	Near unity

Tableau 2.4

Caractéristiques choisies des tarifs des centrales d'acheminement en transit et d'échéanciers des taux *

* *Le présent tableau a été reproduit à partir du rapport présenté à l'office national l'énergie par Casazza, Schultz and Associates, Inc., le 31 août 1990. Ce rapport était intitulé "Concepts and Principles of Wheeling among Interconnected Electric Utilities"*

New England Power Co. Vol. No. 3: Nonfirm Rate T-PTF Rates T-Non PTF 1, 2 & 3	Elect. Util.	Wheeling to, from & among customers & through NEPCO service territory; only for nonfirm power; other conditions stated. Use PTF facilities.[3] Use non PTF facilities.	NEES cost/kw/mo. Extra charges	6.21 3.60 max.	> 69 varies	cont. dem. cont. dem.		
New England Power Pool Rate Schedule No. 2 firm Nonfirm	Members of NEPOOL	Limited to PTF facil. Wheeling of hourly service or certain entitlements to members Wheeling of certain entitlements to or from members.	formula/kw/mo. formula/kw/mo.		> 69 > 69			
Otter Tail Power Co. Vol. No. 3; firm	Muni. In OT Serv. Ter.	Wheeling to and among customers	1.306/kw/mo.	15.67	41.6	Max. kw with 90% ratchet	7%	Penalty not based on certain %.
RATE SCHEDULES Kentucky Utilities Schedule No. 92; Nonfirm[4]	2 Coops	Only for wheeling between the 2 coops & only for certain types of power.	.001/kwh		138	kwh deliv.		

[3] PTF facilities are the transmission facilities rated at 69 kv and above (with certain exceptions) owned by members of NEPOOL which are required to allow energy from significant power sources to move freely on the New England transmission network.

[4] This service is referred to as excess capacity service in the rate schedule.

Tableau 2.4

Caractéristiques choisies des tarifs des centrales d'acheminement en transit et d'échéanciers des taux *

* *Le présent tableau a été reproduit à partir du rapport présenté à l'office national l'énergie par Casazza, Schultz and Associates, Inc., le 31 août 1990. Ce rapport était intitulé "Concepts and Principles of Wheeling among Interconnected Electric Utilities"*

Long Island Lighting Co. Schedule No. 32 Firm Interruptible	PASNY[5]	Only for wheeling from PASNY to munis in LILCO Serv. Ter.	2.14/kw/mo. 1.63/kw/mo. 2.93/mwh	25.68 33.24	distribution	Cont. dem. mwh deliv.	System average	90
Mississippi Power & Light Schedule E LT. firm ST. firm Nonfirm		Wheeling to, from & between the two munis	.75/kw/mo. 1.25/kw/wk .175/kw/wk 1.058/kw/mo. . 001/kwh 1.003/kwh	9.00 12.00 9.00 12.00	115 < 13.8 115 < 13.8 115 < 13.8	Cont. dem Cont. dem. Cont. dem.	3	
Southern California Edison Schedule No. 83 Interruptible	1 muni	Wheeling to muni of non-firm energy purch. from Nev. Power.	.00122/kwh can increase if rate of return increases.		220		3.3	

[5] PASNY is the Power Authority of the State of New York.

Le facteur déterminant indiqué dans le tarif applicable au service de transport préside au calcul de la quantité de capacité fourni devant servir à l'établissement de la facture. Voici les facteurs tirés des tarifs actuels :

1. Demande maximale mensuelle coïncidant avec la pointe maximale de 60 minutes de la société.

2. Demande contractuelle.

3. Demande contractuelle hebdomadaire selon l'entente de service.

4. Consommation en kilowattheures.

5. Quinze pour-cent des économies.

2.3.2.3 Bases de tarification

Les bases de tarification représentent la justification des tarifs d'acheminement en transit. On trouve au tableau 2.5 un résumé des bases de tarification les plus courantes. L'importance du choix de la base de tarification tient à la catégorie de service qu'il encourage et décourage.

a. Tarification fondée sur les coûts comptables

Pour calculer les tarifs de transport fondés sur les coûts comptables, on multiplie généralement le prix fixe approprié par l'investissement comptable (brut ou net) dans les installations de transport et on divise le résultat par une mesure quelconque de l'utilisation du réseau de transport comme la charge de pointe annuelle, y compris les livraisons en service de transit garanti. Ce tarif établi pour chaque kW acheminé en transit sur une base garantie traduit une certaine mesure de la «responsabilité» des clients du service de transit à l'égard de la somme investie dans le réseau de transport comme l'utilisation du réseau en période de pointe.

Cette politique repose sur le principe voulant que les besoins en électricité en gros et les clients du service de transit sont servis par l'ensemble du réseau de transport intégré plutôt que par une

TABLEAU 2.5

Autres bases de tarification pour le service d'acheminement en transit

1. Coûts comptables (méthode actuelle de la FERC)
   - Tous les coûts de transport sont intégrés.
   - L'unité de répartition est la demande de pointe coïncidente.
   - La tarification est fondée sur le coût original moins la dépréciation
     - peut accroître les tarifs payés par les clients existants,
     - n'encourage pas l'aménagement de nouvelles lignes,
     - ne tient pas compte des diminutions d'autres économies et
     - encourage la construction de centrales aux mauvais endroits.

2. Coût marginal à court terme
   - comprend le coût lié aux pertes différentielles,
   - comprend les frais d'entretien, d'exploitation et d'administration différentiels,
   - comprend les autres coûts liés au combustible (p. ex. réserves tournantes supplémentaires, répartition modifiée, réglementation et autres),
   - comprend les coûts d'option pour la réduction des transferts des économies,
   - peut comprendre les coûts d'encombrement.

3. Coût marginal à long terme
   - comprend les frais financiers applicables à l'agrandissement des installations,
   - comprend les mêmes types de coût que le coût marginal à court terme,
   - accorde moins d'importance aux coûts à court terme.

4. Tarification fondée sur la valeur économique ou marchande
   - analysée dans les soumissions et les offres de l'expérience du WSPP[42],
   - peut comprendre des appels d'offres ouverts pour les droits d'utilisation du réseau de transport.

---

[42] Fait référence à l'expérience du Western System Power Pool parrainée par la Federal Energy Regulatory Commission.

partie du réseau global. Par conséquent, on fait valoir que les tarifs payés par ces clients devraient refléter une répartition des coûts de transport globaux.

Problème lié à l'utilisation exclusive de la tarification fondée sur les coûts comptables

Le principal inconvénient que présente la tarification fondée sur les coûts comptables pour le calcul des tarifs d'acheminement en transit est le fait qu'elle donne généralement lieu à une sous-estimation des coûts de prestation du service. Pour la plupart des réseaux, le coût comptable historique de la capacité de transport est inférieur au coût de la capacité de transport additionnelle, c'est-à-dire les coûts différentiels. Par conséquent, si, pour offrir un nouveau service, il faut accroître la capacité de transport, le tarif perçu est généralement inférieur au coût véritable du service fourni. Si le service d'électricité veut continuer de recouvrer ses coûts comptables, il doit absolument hausser les tarifs payés par les clients existants.

La méthode de tarification en fonction des coûts comptables, comme elle est appliquée couramment, sous-estime divers coûts liés à production associés à l'acheminement en transit qui sont difficiles à quantifier mais qui peuvent s'avérer assez appréciables, ou fait tout simplement abstraction de ces coûts. Par exemple, les pertes différentielles associées à un nouveau service de transport pourraient s'avérer supérieures de beaucoup aux pertes moyennes enregistrées sur le réseau. Les prix qui englobent seulement les pertes moyennes ne permettront donc pas de recouvrer la totalité du coût de service.

En dernier lieu, la tarification fondée sur les coûts comptables ne tient pas compte des pertes financières correspondant aux économies qui n'ont pas été réalisées en raison de la non-disponibilité des installations pour les ventes et les achats ponctuels. En l'absence du service de transit, ces économies auraient servi à réduire le coût net du service offert aux autres clients du service d'électricité.

Comme la méthode des coûts comptables permet rarement de recouvrer tous les coûts liés à la prestation du service de transport, son application au service de transit peut donner des résultats insatisfaisants dans certains cas. Par exemple, comme la tarification fondée sur les coûts comptables ne donne une idée très juste du coût d'accroissement de la capacité de transport, elle peut inciter les producteurs (y compris les producteurs indépendants) à investir dans la

construction d'installations de production qu'ils n'auraient pas aménagées si le service de transit était facturé en fonction du coût de la capacité de transport supplémentaire.

b. Tarification fondée sur la valeur économique ou marchande

Ces concepts ont été analysés suffisamment dans la section précédente portant sur le WSPP.

2.3.3 Appels d'offres pour le transport

Actuellement, la plupart des tarifs de transport sont fondés sur les coûts plutôt que sur la valeur économique. Cependant, l'approbation de la vente du service de transport de Baltimore Gas & Electric Company's (BGE) à Public Service Electric & Gas et à Atlantic City Electric suite à la présentation de soumissions concurrentielles a ouvert la voie à la tarification fondée sur la valeur économique. Selon cette méthode de tarification, le service d'électricité offre (à d'autres copropriétaires du réseau de transport THT Pennsylvanie-New-Jersey-Maryland (PJM)) une part de son droit d'utilisation du réseau PJM aux fins de l'importation d'énergie en provenance de l'Ouest. Tous les mois, BGE procède à une vente aux enchères téléphonique ouverte et le droit d'utiliser la part de BGE de la capacité de transport de PJM est adjugé au plus offrant ou aux autres soumissionnaires si le plus offrant soumissionne une quantité inférieure à la quantité totale que la société est habilitée à acheminer. Cette façon de procéder a pour effet d'attribuer la faible capacité de transport disponible aux services d'électricité qui utilisent le plus et le mieux la capacité de transport.

2.3.4 Tarifs actuels

Dans cette section, nous présentons quelques exemples des tarifs et des contrats de transit en vigueur ainsi qu'une liste modèle des clauses à négocier pour la conclusion d'une entente d'acheminement en transit entre des services d'électricité.

1. Ententes de transport choisies

Dans son rapport présenté à l'Office national de l'énergie en 1990, la société Casazza, Schults & Associates a donné un échantillon d'ententes publiées par le bureau de la réglementation de

l'électricité de la FERC en août 1984.[43]

2. Tarifs de transit des réseaux de transport fédéraux

Les réseaux d'électricité fédéraux des États-Unis, qui comprennent la Tennessee Valley Authority (TVA) et quelques organismes de commercialisation de l'électricité comme la Bonneville Power Administration (BPA) et la Western Area Power Administration (WAPA), font beaucoup de transit étant donné que leurs ressources d'électricité et leurs clients sont dispersés sur un vaste territoire.

Dans les paragraphes qui suivent, nous examinons les tarifs pratiqués par des agences fédérales typiques à partir d'une étude réalisée par le département américain de l'Énergie (DAI) en 1984[44] et résumée dans un rapport publié par le National Regulatory Research Institute.[45]

Lors de l'étude réalisée sous l'égide du DAE, la Bonneville Power Administration ("BPA") avait trois barèmes de taux pour les services de transit qu'elle fournissait. Le barème de transport de puissance «Formula» (FPT-1) prévoyait un tarif à volets multiples comprenant des frais pour l'utilisation des installations de plus de 115 kV (réseau principal), des frais pour l'utilisation des installations de 115 kV et moins (réseau secondaire ou de distribution) et des frais pour l'utilisation de l'interconnexion Pacific Northwest-Pacific Southwest. Les frais applicables au réseau principal et au réseau secondaire comprenaient des frais le kilowatt et un tarif le mille (soit 0,135 $/mille pour le réseau principal et 0,036 $/mille pour le réseau secondaire). Le barème de taux relatif à l'utilisation des installations de transport (UFT-1) visait l'utilisation des segments particuliers du réseau de transport de la BPA (appelé «réseau de transport fédéral»). Les frais mensuels par kilowatt représentaient le un douzième du coût annuel le kilowatt de la capacité des installations. Le barème applicable au transport de l'énergie (ET-1) portait sur le transport de l'énergie non garantie provenant d'autres services à même la capacité excédentaire du réseau fédéral. Ce tarif variait selon la partie du réseau de transport utilisée (réseau principal,

---

43 «A REVIEW OF SELECTED TRANSMISSION AGREEMENTS», bureau de la réglementation de l'électricité de la Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., 1984.

44 Richard C. Tepel et al., ANALYSIS OF POWER WHEELING SERVICES, préparé pour le département américain de l'Énergie, novembre 1984, annexe I.

45 SOME ECONOMIC PRINCIPLES FOR PRICING WHEELED POWER, The National Regulatory Research Institute, Columbus, Ohio, août 1987.

réseau secondaire ou interconnexion) et, au moment de l'enquête, il se situait entre 0,075 cent/kW.h pour le réseau principal et 0,125 cent/kW.h pour l'interconnexion.

La Western Area Power Administration (WAPA) vend la puissance de plusieurs centrales hydro-électriques et d'une centrale au charbon dans l'Ouest. Elle a négocié une série d'ententes avec des services d'électricité appartenant à des investisseurs ainsi qu'avec des coopératives de production et de transport. Ces services d'électricité acheminent en transit la totalité ou une partie de la puissance dont les clients privilégiés de la WAPA ont besoin à raison de 0,1 cent/kW.h pour le transport programmé (au moment de l'enquête). La WAPA met également sur le marché la puissance produite par quatre services qui ont leurs propres réseaux sur lesquels transite l'électricité destinée aux clients non privilégiés. Des tarifs ont été établis pour les clients non privilégiés de l'un des ces réseaux, soit le Parker-Davis en Arizona. Au moment de l'enquête, le tarif du service garanti était de 3,67 $/kW/mois tandis que celui du service non garanti s'élevait à 0,13 cent/kW.h. Sur les autres parties du réseau de la WAPA, les tarifs applicables aux services garanti et non garanti étaient négociés par les parties en cause. Dans certains cas, la tarif était de un dixième de cent le kilowattheure pour les services garanti et non garanti tandis que dans d'autres cas, il était de 5,30 $ le kilowatt par année pour le service garanti.

La Southwestern Power Administration (SWPA) vend la puissance produite par des centrales hydro-électriques dans le sud-ouest et, en vertu de la Flood Control Act de 1944, elle est tenue d'acheminer en transit le puissance produite par des services autres que les services fédéraux en utilisant la capacité de transport excédentaire disponible. Au moment de l'enquête, le service de transit était fourni à un tarif timbre-poste approuvé par la FERC. Selon le barème en vigueur, le TDC-2, les frais étaient calculés en fonction des installations utilisées et les tarifs variaient selon la tension de la ligne de transport utilisée et l'ampleur du service de transformateur nécessaire. Le tarif du service interruptible était inférieur de 5 % à celui du service garanti.

La Tennessee Valley Authority (TVA) achemine en transit la puissance provenant de la Big Rivers Electric Power Corporation à destination de l'Alabama Electric Cooperative et de la South Mississipi Electric Power Association. Au moment de l'enquête, la TVA pratiquait un tarif de 20 cents par semaine le kilowatt de la quantité maximale globale horaire de puissance

programmée et 0,22 cent le kilowattheure pour l'énergie diverse pouvant également être transportée. Une redevance d'abonnement de 1 000 $ par mois a également été établie.

La Alaska Power Administration (APC) met en marché la puissance hydro-électrique produite par deux centrales. Elle a organisé l'acheminement en transit de la puissance par des tierces parties à destination de ses clients privilégiés. Ces derniers ont un accès garanti à cette puissance afin de répondre à leurs besoins en gros. Au moment de l'enquête, les tarifs étaient établis en dixièmes de cent le kilowattheure.

La Southeastern Power Administration (SEPA) est chargée de mettre en marché la puissance de divers réservoirs et elle a négocié des contrats avec des services d'électricité appartenant à des investisseurs pour l'acheminement en transit de la puissance. La SEPA ne possède pas d'installations de transport. Les tarifs de transport sont établis en fonction de la distance et les frais le kW.h augmentent proportionnellement à la distance entre le réservoir et le point de livraison. Trois zones tarifaires sont établies pour chaque réservoir. La première zone couvre un rayon de 100 milles par rapport au réservoir, la deuxième, un rayon de 101 à 150 milles, et la troisième, un rayon de plus de 150 milles. Au moment de l'enquête, les frais s'établissaient à 0,1 cent/kW.h pour la livraison dans la première zone, à 0,175 cent/kW.h dans la deuxième zone et à 0,25 cent/kW.h dans la troisième zone.

3. Autres tarifs non réglementés par la FERC

La New York Power Authority (NYPA) produit de l'électricité et vend la puissance produite par les centrales hydro-électriques, nucléaires et thermiques. Elle répond aux besoins des municipalités et des coopératives rurales et a conclu des contrats d'acheminement en transit avec des services d'électricité appartenant à des investisseurs pour répondre à la demande de ses clients. Chaque service d'électricité facture le service qu'il fournit et les frais sont payés par la NYPA. Cette dernière achète également de l'électricité d'Hydro-Québec pour la revendre à sept services new-yorkais appartenant à des investisseurs et à deux clients privilégiés de Long Island. La NYPA livrait l'électricité à la Niagara-Mohawk Power Corporation à raison de un dixième de cent le kilowattheure au moment de l'enquête.

Un cas survenu récemment en Floride nous donne un dernier exemple de tarif de transit non

réglementé par la FERC. En avril 1986, la Florida Public Service Commission a approuvé les tarifs de transit de Florida Power et Tampa Electric pour l'électricité des centrales de cogénération. Le tarif applicable au service garanti de Florida Power a été établi à 1,148 $ le kilowatt par mois et le tarif applicable au service non garanti a été approuvé à 0,157 cent le kilowattheure. Les tarifs pratiqués par Tampa Electric étaient de 1,225 $ le kilowatt par mois pour le service garanti et de 0,25 cent le kilowattheure pour le service non garanti.

4. Clauses contractuelles à négocier

Lorsqu'on négocie un contrat d'acheminement en transit, on doit tenir compte de diverses conditions qui reflètent les besoins et les souhaits du producteur et de l'acheteur ainsi que la situation particulière du service qui assure l'acheminement en transit. Nombre de conditions de service sont interreliées et doivent faire l'objet de négociations et de compromis. Par exemple, un service d'électricité peut vouloir conclure un contrat de longue durée si les dispositions relatives à sa capacité de modifier les tarifs établis le satisfont. Nous donnons ci-après une liste de quelques-unes des conditions qu'il faut négocier dans la plupart des contrats d'acheminement en transit. Cette liste est extraite d'une monographie publiée par le Edison Electric Institute[46] qui représente une étude poussée des besoins. Le rapport présenté à l'Office national de l'énergie par la société Casazza, Schultz & Associates renferme une description complète de ces conditions.

a. Durée du contrat

b. Degré d'interruptibilité

c. Dispositions relatives à la modification des tarifs

d. Dispositions relatives à la fluctuation de la capacité de transport

e. Dispositions relatives à la coordination de l'entretien

---

[46] PRICING OF TRANSMISSION SERVICES IN BULK POWER MARKETS: FACTORS FOR CONSIDERATION, Edison Electric Institute, Washington, D.C., décembre 1987.

f. Mesures d'urgence

g. Dispositions relatives à la méthode de calcul des pertes au titre du transport

h. Autres clauses
   - Redressements du facteur de charge
   - Réservations
   - Administration
   - Cas de force majeure
   - Indemnisation

2.4 Acheminement en transit au Canada et comparaisons avec les États-Unis

Dans cette section, nous analysons les différences entre les services d'acheminement en transit aux États-Unis, qui sont décrits dans les sections précédentes, et les services offerts au Canada. Nous examinons les différences qui existent sur les plans de la motivation, de la réglementation et des facteurs matériels. Nous décrivons les installations canadiennes se prêtant à l'acheminement en transit et l'utilisation qui en est faite et nous résumons les points de vue des services d'électricité canadiens et d'autres parties intéressées au sujet de l'acheminement en transit.

2.4.1 Comparaisons entre le Canada et les États-Unis

Comme l'un des principaux objectifs de la présente étude est d'examiner la possibilité d'appliquer au Canada les pratiques d'acheminement en transit en vigueur aux États-Unis, nous devons analyser les similitudes et les différences entre les situations des deux pays qui sont susceptibles d'encourager l'acheminement en transit, en plus d'étudier les problèmes et les aspects pratiques de ce service.

1. Structure des services d'électricité

Aux États-Unis, quelque 230 services d'électricité appartenant à des investisseurs produisent environ 75 % de l'électricité produite. En outre, on compte environ 1 800 services municipaux

et 900 coopératives de distribution rurales. Les services appartenant à des investisseurs sont intégrés à la verticale et s'occupent de production, de transport et de distribution. Les intérêts des clients sont protégés par un processus de réglementation qui établit les tarifs à la consommation de manière à fournir aux services d'électricité un rendement approprié sur le capital investi.

Au Canada, la plupart des services d'électricité sont publics. Huit services provinciaux produisent plus de 80 % de l'électricité produite et les services appartenant à des investisseurs, environ 7,5 %. La plupart des services provinciaux sont intégrés à la verticale et peuvent répondre à tous les types de demandes dans la province. Par conséquent, il y peu de coopératives d'électricité rurales. Les réseaux municipaux indépendants, le cas échéant, achètent la majeure partie de leur électricité auprès du service provincial. Les tarifs à la consommation sont réglementés de façon à assurer l'efficacité et la solidité financière des services d'approvisionnement.

2. Organismes fédéraux de réglementation

Aux États-Unis, le commerce de l'électricité est réglementé par le gouvernement fédéral depuis l'adoption, en 1935, de la Federal Power Act qui habilitait la Federal Power Commission (prédécesseur de la FERC) à réglementer les ventes interétatiques et les contrats de transport des services d'électricité appartenant à des investisseurs.

La FERC avait également pour mandat de promouvoir et d'encourager l'aménagement d'interconnexions et la coordination ainsi que le pouvoir d'ordonner aux services d'électricité d'aménager des interconnexions quoiqu'en des circonstances très restreintes.

Au Canada, comme le prévoit la Loi constitutionnelle, le gouvernement fédéral a compétence en matière d'exportations d'électricité et cette fonction est assumé par l'Office national de l'énergie (entre autres). Le gouvernement fédéral régit également le commerce interprovincial et aurait donc compétence en matière d'échanges interprovinciaux d'électricité. Cependant, le gouvernement fédéral n'a pas conféré à l'Office national de l'énergie ni à aucun autre organisme le pouvoir de réglementer le commerce interprovincial de l'électricité de sorte qu'aucun pouvoir fédéral n'est exercé dans les faits.

L'Office n'est pas habilité à ordonner l'acheminement en transit de l'électricité à destination des marchés d'exportation, mais la Loi sur l'ONE confère à l'Office des pouvoirs qu'il peut utiliser pour faciliter l'acheminement en transit. Les lignes internationales de transport relèvent de la compétence de l'Office et, par conséquent, ce dernier peut autoriser la construction d'une ligne de transport qui servirait exclusivement à l'exportation et relierait une province au marché d'exportation en traversant une autre province.

En outre, l'Office est habilité à délivrer un certificat de construction et à approuver la construction d'une ligne de transport servant à raccorder les services d'électricité de deux provinces en passant par une province intermédiaire si le gouverneur en conseil (et non l'Office) statue que la Loi sur l'ONE devrait s'appliquer.

3. Démarches fédérales

La globalisation du marché a amené nombre de gouvernements à trouver des moyens d'améliorer la rentabilité de leurs réseaux d'approvisionnement en électricité. Selon une école de pensée, l'une des façons d'accroître la rentabilité est la création de la concurrence et la sensibilité aux besoins du marché.

Au Canada, le Comité consultatif de la confluence énergétique, dont les recommandations sont à la source de la présente étude, préconise une «politique de mise en valeur, de commerce et d'utilisation de l'énergie guidée par les forces du marché».[47] Aux États-Unis, le groupe de travail sur le transport de la FERC a adopté la rentabilité et l'atténuation de la puissance commerciale[48] comme critères d'évaluation des méthodes de transit mises de l'avant.

Malgré les similitudes apparentes des approches générales des deux pays, on observe des différences appréciables dans la façon dont les gouvernements fédéraux abordent l'acheminement en transit.

---

[47] LES CANADIENS ET L'ÉNERGIE AU SEUIL DU XXI^e SIÈCLE, Comité consultatif de la confluence énergétique, 1988, page 33.

[48] ELECTRICITY TRANSMISSION: REALITIES, THEORY, AND POLICY ALTERNATIVES, groupe de travail sur le transport, FERC, 1989, p. 104.

Aux États-Unis :

- L'une des grandes préoccupations sur le plan de la réglementation est l'atténuation de la puissance commerciale des services d'électricité appartenant à des investisseurs. Sur le plan de la production, cet objectif peut être atteint du moins en partie par la concurrence livrée par les producteurs indépendants.

- Dans certains cas, l'électricité produite par les producteurs indépendants serait vendue aux services appartenant à des investisseurs, mais dans nombre de cas, elle serait vendue aux services municipaux et aux coopératives de distribution rurales qui autrement auraient été des clients de services appartenant à des investisseurs.

- Nombreux sont ceux qui préconisent fortement la déréglementation de la fonction de transport des services d'électricité appartenant à des investisseurs parce que, selon eux, l'accès à cette capacité de transport pour l'acheminement en transit est nécessaire pour garantir que les propriétaires de ces services ne puissent pas déjouer leurs concurrents sur le plan de la production.

- Les organismes de réglementation doivent aussi tenir compte des préoccupations des services d'électricité appartenant à des investisseurs. En effet, ces derniers craignent que l'acheminement en transit de la production non réglementée des centrales indépendantes sur leurs installations de transport ne complique indûment leurs activités de planification et de coordination, que les données relatives aux réseaux ne soient dissimulées pour des questions de concurrence et que la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en souffre.

- L'utilisation des charges des services d'électricité appartenant à des investisseurs rendue possible par l'acheminement en transit de la production indépendante soulève des préoccupations au sujet de l'investissement dans des installations inutilisées et du retrait possible des installations peu utilisées de la base tarifaire des services d'électricité appartenant aux investisseurs.

- En dépit d'un examen poussé des solutions de rechange, la FERC n'a pas réussi à dissiper les inquiétudes contradictoires au sujet de l'acheminement en transit et, au lieu d'adopter les

méthodes courantes et privilégiées dans ces circonstances, elle a décidé apparemment de laisser la politique évoluer avec le temps pendant qu'elle statue sur des cas particuliers.

Au Canada :

- La quasi-absence de réseaux municipaux indépendants dotés de leurs propres centrales et de services de distribution ruraux signifie que la concurrence dans le secteur de la production se situe au niveau des emplacements possibles des centrales des producteurs indépendants et des nouvelles centrales des services publics dans le cadre des programmes de production globaux.

- Dans ce contexte, les préoccupations au sujet de l'acheminement en transit de la production des centrales indépendantes ne sont pas les mêmes qu'aux États-Unis et, en fait, le choix de l'emplacement des centrales indépendantes sur le réseau de transport peut dépendre de la structure tarifaire de façon à réaliser les avantages sur le plan du transport.

- L'énoncé de la politique nationale de l'énergie contenait deux concepts essentiels :

> «Premièrement, encourager la mise en valeur de sources abondantes d'énergie bon marché et la répartition, la plus grande possible, des avantages en découlant entre les réseaux d'électricité au Canada; deuxièmement, encourager les exportations d'électricité et les interconnexions entre les réseaux canadiens et américains de façon à accélérer l'exploitation des ressources énergétiques du Canada.»[49]

- Au Canada, on déploie plus d'efforts qu'aux États-Unis pour atteindre cet objectif de rentabilité en encourageant la collaboration entre les services publics d'électricité sur le plan de la planification de l'accroissement de la production, en élargissant ainsi la gamme des solutions de rechange et en réalisant probablement les avantages liés aux économies d'échelle, à la synergie hydraulique-thermique et autres. L'acheminement en transit peut s'avérer nécessaire à l'accroissement concerté de la production.

- On assiste aussi au Canada à une initiative inexistante aux États-Unis : la réalisation d'une

---

[49] ÉNONCÉ DE LA POLITIQUE NATIONALE DE L'ÉNERGIE, Honorable Mitchell Sharp, ministre du Commerce, 8 octobre 1963.

efficacité accrue par l'utilisation des profits tirés des exportations pour abaisser les coûts de l'électricité canadienne et par le rachat de la production des centrales, lorsque le Canada en a besoin, à des prix réduits. Pour livrer les exportations, on peut devoir recourir à l'acheminement en transit.

4. États et provinces

En vertu de la Constitution, les États et les provinces ont le pouvoir de réglementer le commerce, y compris celui de l'électricité, dans les limites de leurs frontières. Aux États-Unis, le commerce interétatique de l'électricité est réglementé par un organisme fédéral, la FERC. Au Canada, comme nous l'avons souligné précédemment, le gouvernement fédéral n'a pas exercé sa compétence en matière de commerce interprovincial de l'électricité.

En général, les États et les provinces exercent un contrôle dans deux domaines, la tarification à la consommation et la délivrance de certificats autorisant la construction d'installations de production et de transport.

5. Conflits de compétence entre les gouvernements fédéraux et provinciaux-étatiques

On peut affirmer sans trop se tromper qu'un des buts des gouvernements fédéraux des deux pays est de fournir un service d'électricité fiable, au moindre coût. Les gouvernements étatiques et provinciaux poursuivent le même objectif, mais dans le cadre de leurs compétences et dans l'intérêt des citoyens de l'État ou de la province. Les objectifs des deux ordres de gouvernement sont donc parfois incompatibles.

La prépondérance des services d'électricité provinciaux au Canada a créé une autre source potentielle de conflit, l'utilisation des services d'électricité provinciaux pour réaliser les objectifs sociaux des provinces.[30] Cela peut élargir le fossé entre les objectifs fédéraux et provinciaux.

---

[30] Le Comité consultatif de la confluence énergétique a constaté que «certains gouvernements en étaient venus à confier un rôle trop important aux sociétés publiques d'électricité non seulement comme outils de développement économique, par l'approvisionnement d'électricité à bon marché, mais aussi comme sources d'avantages sociaux et de distribution des revenus» et cette situation a fait surgir des problèmes : «une préférence marquée pour la mise en valeur des ressources provinciales, parfois pour des motifs d'ordre économique, peut avoir un effet discriminatoire à l'encontre de sources d'énergie plus rentables dans d'autres provinces...» et «l'accent mis sur la création d'emplois et les retombées économiques au niveau provincial conduit à des excédents de capacité, lorsque les projets d'expansion ne sont pas fondés sur la demande.»

6. Facteurs géographiques

Aux États-Unis, il y a environ 230 services d'électricité appartenant à des investisseurs tandis que le Canada compte seulement 17 grands services publics d'électricité. Les services d'électricité canadiens desservent de très grandes zones comparativement à leurs homologues américains. Les réseaux canadiens sont pour la plupart disposés selon un axe est-ouest de sorte qu'un seul d'entre eux touche deux autres services canadiens. Aux États-Unis, les services d'électricité ne suivent aucune orientation géographique particulière et bon nombre d'entre eux compte un nombre appréciable d'interconnexions avec d'autres services et ce, dans toutes les directions.

Jusqu'à maintenant, les possibilités d'acheminement en transit entre les services d'électricité sont plus grandes aux États-Unis qu'au Canada. Le service d'électricité canadien qui compte le plus grand nombre de trajets de transit est Énergie Nouveau-Brunswick, qui est raccordée à trois autres services canadiens et trois services du Maine. À l'opposé, l'American Electric Power Company (AEP) des États-Unis est raccordée à 22 autres services d'électricité par 116 circuits de transport.

Comme les territoires de service des services d'électricité canadiens sont très vastes, les possibilités d'acheminement en transit sont plus faibles parce que le coût de transit sur les longues distances propres à leurs réseaux de transport peut compenser en très grande partie, voire excéder, la différence entre les coûts marginaux de production aux extrémités du trajet de transit. Cette différence est illustrée par le fait que la longueur moyenne des lignes de transport en Pennsylvanie est de 12 milles comparativement à 36 milles en Ontario.

2.4.2 Installations d'interconnexion

Les circuits de transport reliant les services d'électricité ensemble sont couramment appelés «interconnexions», et ce sont ces interconnexions qui servent au commerce de l'électricité, y compris l'acheminement en transit, entre les services d'électricité.

La plupart des interconnexions entre les services canadiens, et entre les services canadiens et américains, sont en courant alternatif (CA). La plupart fonctionnent en parallèle avec d'autres

lignes de transmission et, par conséquent, transportent une part de toute l'électricité acheminée qui varie selon l'impédance des diverses lignes parallèles, c'est-à-dire selon les lois de la physique décrites dans une section précédente du présent rapport. Certaines interconnexions sont des lignes d'alimentation radiales CA, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de trajectoires en parallèle et qu'elles en font que transporter l'électricité donnée.

Certaines interconnexions CA comportent des déphaseurs qui assurent un certain contrôle sur la répartition du débit parmi les diverses trajectoires parallèles.

D'autres interconnexions sont en courant continu (CC), ce qui permet un contrôle intégral du débit de l'électricité acheminée par les interconnexions. Le transport en CC coûte plus cher que le transport en CA sauf lorsque des blocs imposants d'électricité doivent être transportés sur de longues distances (milliers de milles). Le transport en CC est également utilisé pour les interconnexions lorsque, pour des raisons techniques, le transport en CA n'offre pas un raccordement satisfaisant.

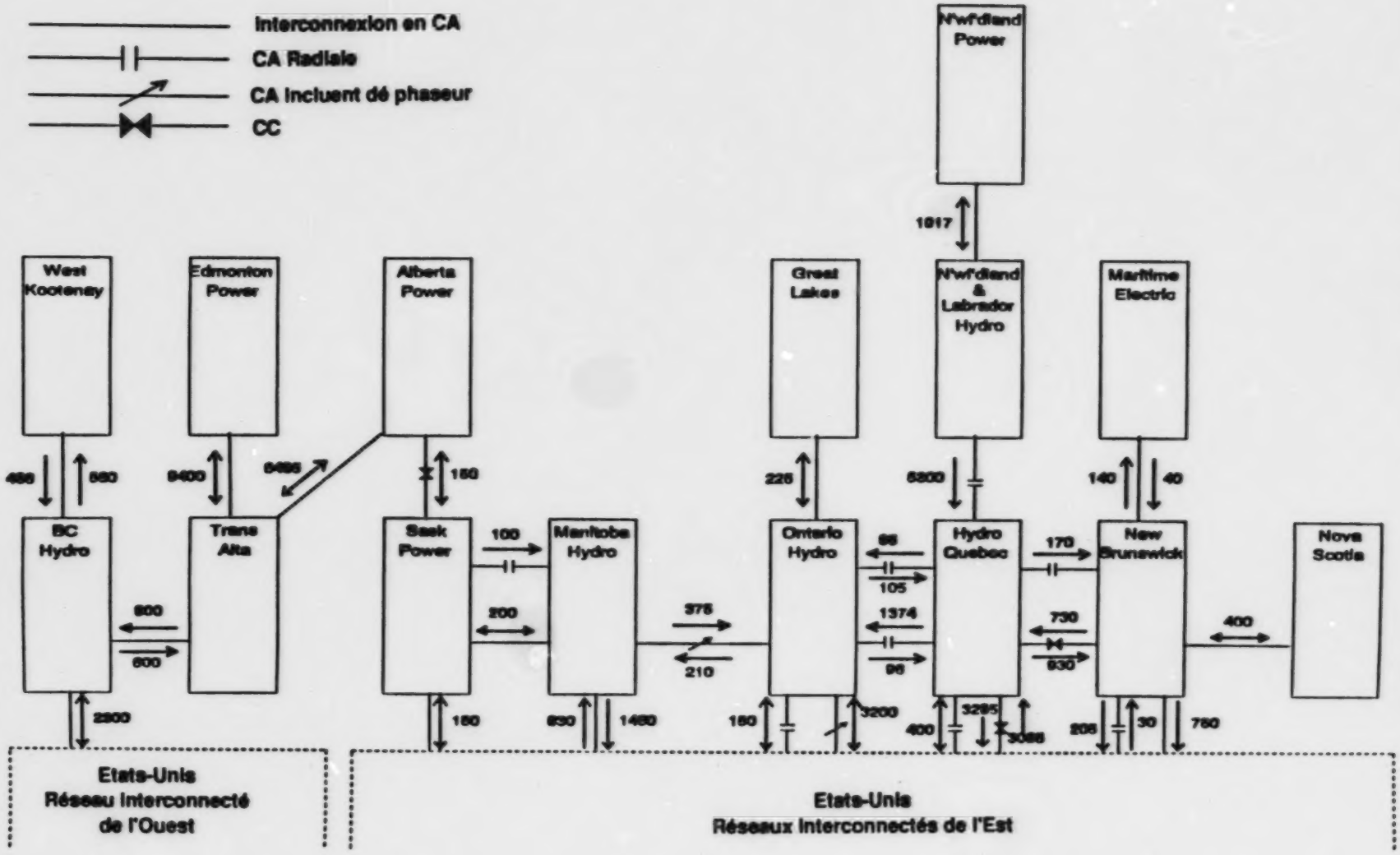
Le schéma de la figure 2.7 illustre les interconnexions existantes entre les services canadiens et entre les services canadiens et américains; il indique aussi le type d'installations utilisées et la capacité de transport.

Comme nous l'avons souligné dans une section précédente, le Canada et les États-Unis sont approvisionnés en grande partie par quatre groupes importants de services interconnectés de façon synchrone, soit les réseaux interconnectés de l'Est et de l'Ouest, le réseau du Québec et le réseau interconnecté du Texas. Les liaisons CA entre les réseaux interconnectés de l'Est et de l'Ouest ne permettent pas de maintenir le synchronisme entre ces deux grands réseaux de sorte que pour effectuer les transferts d'électricité entre les deux réseaux, on configure les interconnexions CA pour les exploiter comme des lignes radiales ou on a recourt aux lignes de transport CC.

La Colombie-Britannique et l'Alberta font partie du réseau interconnecté de l'Ouest et sont raccordées au réseau interconnecté de l'Est au moyen d'une liaison CC menant à la Saskatchewan.

Figure 2.7

INTERCONNEXIONS CANADIENNES
CAPACITÉS DE TRANSPORT, CONDITIONS NORMALES



SaskPower, Hydro-Manitoba et Ontario Hydro sont raccordées d'est en ouest par des interconnexions CA et au reste du réseau interconnecté de l'Est par des interconnexions CA, aux services d'électricité américains adjacents. Maritime Electric de l'Île-du-Prince-Édouard et Nova Scotia Power font également partie du réseau interconnecté de l'Est grâce à leurs interconnexions CA avec Énergie Nouveau-Brunswick puis avec les services d'électricité du Maine par les interconnexions CA d'Énergie Nouveau-Brunswick.

Hydro-Québec ne fait pas partie du réseau interconnecté de l'Est parce que son réseau ne fonctionne pas en synchronisme avec les services d'électricité voisins. Les interconnexions sont soit des lignes radiales soit des lignes CC.

Les services d'électricité de Terre-Neuve, exception faite de la centrale de Churchill Falls qui est reliée à Hydro-Québec au moyen d'une ligne radiale, forment un réseau entièrement indépendant tout comme les services d'électricité du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

L'examen de la figure 2.7 permet de dégager les observations suivantes :

- Si l'on exclut les situations dans lesquelles la capacité d'interconnexion entre les services d'électricité découle d'un partage des installations utilisées pour répondre à la demande (p. ex. en Alberta et à Terre-neuve) et si l'on exclut également l'interconnexion Terre-Neuve-Québec qui sert seulement à livrer l'électricité de Churchill Falls au Québec, la capacité d'interconnexion totale entre l'ensemble des services d'électricité canadiens (soit environ 5 500 MW) est inférieure de beaucoup à la capacité d'interconnexion entre les services canadiens et américains (environ 12 000 MW).

- Si l'on tient compte seulement des services d'électricité contigus comme sources potentielles de transit, les services d'électricité canadiens qui sont actuellement raccordés aux services américains n'ont que deux à quatre possibilités de fournir des services de transit de l'électricité à destination ou en provenance des États-Unis. (Il peut y avoir plus d'un service de transit en tandem entre le réseau acheteur et le réseau utilisateur, mais le coût de prestation du service de transit permet habituellement le recours à un réseau intermédiaire, parfois deux.)

. Les possibilités d'acheminement en transit de l'électricité entre les services d'électricité canadiens sont assez limitées. Ici encore, si l'on exclut les interconnexions de service en Alberta et à Terre-Neuve, le nombre maximum de services d'électricité canadiens adjacents à un autre service d'électricité est de trois, comme c'est le cas d'Énergie Nouveau-Brunswick. Pour deux services adjacents, il existe un tracé de transit, pour quatre, on en compte six et pour six, quinze. La figure 8 met en lumière des situations qui méritent d'être soulignées :

- Actuellement, Maritime Electric et Nova Scotia Power n'ont accès à aucun autre service canadien ou américain sauf par l'intermédiaire d'Énergie Nouveau-Brunswick.

- Newfoundland and Labrador Hydro n'a accès actuellement à aucun autre service d'électricité canadien ou américain sauf par l'intermédiaire d'Hydro-Québec.

- Les services d'électricité de l'Alberta n'ont accès aux services américains que via BC Hydro.

2.4.3 Genres et niveaux des transactions des interconnexions

Les transactions des interconnexions peuvent être classées en trois catégories : «garanties» (la livraison est essentiellement garantie), «interruptibles» (aucune garantie de livraison, la livraison étant à la seule discrétion du vendeur) et «autres» (diminution possible de la quantité livrée dans les conditions indiquées).

Le niveau des transactions entre deux services publics peut fluctuer grandement d'une année à l'autre et ce, pour de nombreuses raisons dont les suivantes :

- fluctuation des quantités contractuelles garanties
- fluctuation de la charge
- modification des conditions d'hydraulicité
- disponibilité variable des génératrices en raison de la mise en service, de la mise hors service et de l'entretien
- fluctuation de la quantité de combustible disponible et du coût de ce dernier

La figure 2.8 indique le total de toutes les catégories de transactions interprovinciales et internationales de 1988. Le tableau 2.6 présente une ventilation des transactions à l'exportation par catégorie.

TABLEAU 2.6

EXPORTATIONS CANADIENNES PAR CATÉGORIE

Exportations de 1988 en GW.h

	Garanties	Interruptibles	Autres	Totales
Nouveau-Brunswick	2 522	1 159	1 372	5 052
Québec	4 921	3 259	3 685	11 864
Ontario	384	5 239	0	5 623
Manitoba	343	380	0	723
Saskatchewan	0	1	0	1
Colombie-Britannique	161	6 203	0	6 364
Totales	8 331	16 241	5057	29 629

2.4.4 Acheminement en transit par les services d'électricité canadiens

L'acheminement en transit peut être direct ou indirect (achat-vente).

L'acheminement en transit direct est l'acheminement de l'énergie d'une partie par le réseau de transport d'un ou de plusieurs intermédiaires à destination d'une tierce partie. L'intermédiaire perçoit un ou des tarifs pour la réservation et l'utilisation de ses installations de transport, mais il ne participe d'aucune autre façon à la transaction et son niveau de production ne change pas.

L'acheminement en transit indirect (achat-vente) est l'achat d'énergie d'une partie par un ou plusieurs intermédiaires qui la vendent à une tierce partie. Cette transaction est conclue quand l'intermédiaire est en mesure d'acheter l'énergie à un prix se situant entre le coût du vendeur et l'offre de l'acheteur. L'intermédiaire perçoit une part de la différence entre les prix de l'acheteur et du vendeur qui peut remplacer le transit direct ou produire plus de recettes que ce

Figure 2.8

TRANSFERTS D'ÉLECTRICITÉ INTERPROVINCIAUX ET INTERNATIONAUX

1988 (GWh)

Transferts interprovinciaux:	49 201 GW.h
Exportations vers E.U.	31 673 GW.h
Importations des E.U.	4 470 GW.h

* *Includes non-cash exchanges*

dernier, et ses niveaux de production demeurent les mêmes.

L'acheminement en transit peut être garanti ou non garanti.

L'acheminement en transit garanti est la livraison garantie d'énergie par un intermédiaire; il peut y avoir diminution de service seulement en cas de perte d'installations de transport.

L'acheminement en transit non garanti est la livraison d'énergie, par un intermédiaire, qui peut faire l'objet d'une diminution ou d'une interruption dans les conditions précisées ou non précisées sur le réseau de l'intermédiaire. Les conditions indiquées pourraient comprendre la capacité assignée de l'équipement et le coût.

Les services d'électricité canadiens recourent très peu à l'acheminement en transit et, le cas échéant, l'électricité est livrée dans le cadre d'ententes de service frontalier plutôt qu'à des fins commerciales. En 1988, les transferts d'énergie interprovinciaux et internationaux se sont élevés à 77 679 GW.h et, selon les services d'électricité canadiens, l'acheminement en transit a représenté les quantités suivantes :

Complaisance à la frontière

BC Hydro à BC Hydro par Transalta	284 GW.h
SaskPower à SaskPower par Manitoba Hydro	693 GW.h
Hydro-Québec à Hydro-Québec par Ontario Hydro	20 GW.h
Centrales des services américains à centres de consommation américains via Énergie Nouveau-Brunswick	459 GW.h
	1 456 GW.h

Commerce

Énergie Nouveau-Brunswick	281 GW.h
Ontario Hydro	656 GW.h
	937 GW.h

À l'heure actuelle, l'acheminement en transit est un phénomène marginal; il ne représente qu'environ 3 % des transferts d'énergie globaux. Cependant, on perçoit un changement sensible comme en attestent les nouvelles initiatives suivantes :

- Dans une lettre adressée à l'ONE le 23 mars 1990, Ontario Hydro indique son intention de rendre le service de transit plus accessible, du moins sur une base provisoire.

- Le Québec a modifié sa politique énergétique en 1988 afin de faciliter, entre autres, le commerce de l'électricité au Canada et l'accès aux nouveaux marchés.

- En mars 1990, BC Hydro a adopté une nouvelle politique d'acheminement en transit selon laquelle elle offrira le service de transit à toute partie dans le but de répondre à la demande en Colombie-Britannique,[51] et elle mettra la capacité de transport interruptible au service de l'acheminement garanti en transit de l'énergie à long terme.[52] (BC Hydro est censée élaborer une politique visant l'acheminement en transit interprovincial et international).

- En 1990, le consortium POWEREX a été créé en Colombie-Britannique; il doit mener nombre d'activités de commercialisation, y compris les échanges et l'acheminement en transit d'énergie à court terme.

---

51 BC HYDRO WHEELING POLICY, mars 1990.

52 BC HYDRO WHEELING POLICY, mars 1990.

3. ESTIMATION DES AVANTAGES DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT DE L'ÉNERGIE

3. ESTIMATION DES AVANTAGES DE L'ACHEMINEMENT EN TRANSIT DE L'ÉNERGIE D'ÉCONOMIE

3.1 Introduction

Ce chapitre décrit une étude entreprise par le personnel de l'Office afin d'estimer certains avantages qui seraient rendus disponibles en faisant l'usage d'acheminement en transit. Les résultats de cette étude démontrent l'importance que l'acheminement en transit aura à l'intérieur du contexte plus large de la collaboration entre les services d'électricité.

Pour comparer des modes d'exploitation de rechange, avec et sans l'acheminement en transit, nous avons procédé à des simulations sur ordinateur portant sur un horizon de planification donné en utilisant des données réelles relatives aux réseaux raccordés pour former des réseaux intégrés. À partir de ces simulations, nous avons calculé les avantages potentiels que chaque service d'électricité pourrait réaliser grâce au transit de l'énergie d'économie ainsi que les avantages potentiels pour le réseau intégré.

3.2 Modèle CANEBEX5

L'étude décrite dans ce chapitre a été effectuée avec l'aide du modèle CANEBEX5 de l'Office [1]*, un modèle informatique perfectionné qui simule l'exploitation d'un réseau électrique et indique les transactions d'économie d'énergie optimales entre les services d'électricité d'un réseau intégré, avec ou sans acheminement en transit. Pour mieux comprendre les résultats des études décrites dans ce document, il convient de donner une brève description de ce modèle informatique.

Pour chaque heure d'une période d'étude maximale de dix ans, le modèle simule d'abord le fonctionnement de chaque réseau d'électricité faisant partie du réseau intégré à l'étude puis il cerne les échanges d'économie d'énergie optimums entre les différents réseaux d'électricité. Dans le cadre de ce processus, le modèle exécute les tâches suivantes:

- calcul les charges horaires de chaque réseau puis les rajuste en fonction des achats et des ventes inter-réseaux programmés;

- répartition économique de chaque réseau en tenant compte des pannes forcées possibles des groupes électrogènes des centrales thermiques et des grandes centrales hydro-électriques; on utilise la méthode d'échantillonnage par simulation Monte Carlo pour déterminer si les groupes connaîtront une panne forcée et pour établir la durée de la panne; et

- énumération des transactions d'économie optimales entre chaque paire de réseaux faisant partie du réseau intégré à l'étude, lorsque ces transactions sont autorisées, en utilisant la méthode de courtage de l'énergie pour appareiller les offres d'achat et de vente selon certaines règles[1] . Les offres d'achat comprennent les centrales affichant les coûts de production les plus élevés en service dans le réseau intégré tandis que les offres de vente visent les unités aux coûts de production les plus bas pouvant fournir l'énergie d'économie.

Aux fins du modèle CANEBEX5, les centrales de chaque réseau doivent être représentées par un ou plusieurs des quatre modèles suivants :

- centrales hydro-électriques qui doivent fonctionner chaque jour (appelées «centrales hydro-électriques de pointe»);

- centrales hydro-électriques avec possibilité de stockage à long terme (appelées «grandes centrales hydro-électriques»);

- centrales à réserve pompée (une par réseau); et

- centrales thermiques.

Pour définir le réseau intégré aux fins d'une étude particulière, on doit calculer les valeurs suivantes pour chaque interconnexion :

---

[1] Voir la liste des ouvrages de référence de la section 3.8

- capacité de transfert de l'interconnexion. La capacité de transfert inter-réseaux devrait correspondre à la capacité de transfert des lignes qui raccordent les grilles à haute tension aux réseaux d'électricité adjacents et devrait exclure les lignes de transport associées à des centrales ou à des charges isolées; et

- capacité d'exportation maximale de l'ensemble du réseau. Il peut s'agir de la somme des capacités de transfert des interconnexions individuelles, ou une valeur moindre.

On calcule les transactions optimales en présumant que la production hydro-électrique et la production nucléaire ne sont pas remplacées par un autre type de production.

Il n'y a pas d'échanges d'énergie d'économie entre deux réseaux d'électricité si l'écart entre les coûts de production marginaux des deux réseaux est inférieur à une valeur minimale qui est qualifiée de coût différentiel neutre et indiquée par l'utilisateur.

Les retombées économiques des échanges d'énergie d'économie sont divisées entre le vendeur et l'acheteur selon le ratio établi par l'utilisateur.

Les données d'entrée préparées pour chaque réseau d'électricité faisant partie du réseau intégré pour la période d'étude sont décrites ci-dessous. Ces données sont extraites de publications diverses et de la correspondance entre les services publics [4-10] :

- charges horaires - calculées à partir d'une description condensée de la demande présentée de la façon prévue par l'IEEE. Les charges de pointe sont fondées sur les plus récentes prévisions des services d'électricité impliqués. Les courbes de la charge ont été établies à partir des renseignements fournis par les services d'électricité ou des dossiers de l'Office et ont été redressées de façon que la demande d'énergie annuelle de chaque réseau corresponde aux prévisions du NERC [4];

- échanges d'énergie prévus avec d'autres réseaux; toutes les transactions programmées connues ont été incluses; et

- caractéristiques des centrales électriques et des groupes électrogènes; toutes les centrales en place et les ajouts prévus pour la période d'étude ont été inclus.

3.3 Applications

Dès le début du projet, nous avons constaté qu'il ne serait pas pratique de tenter de simuler tous les réseaux d'électricité canadiens ainsi que les services américains voisins. Nous avons plutôt décidé de simuler une partie gérable du réseau canadien et les services américains adjacents qui sont leurs partenaires commerciaux réguliers. Les résultats de ces études donnent une bonne indication des occasions possibles d'acheminement en transit au Canada. Nous prévoyons étendre la présente étude aux autres régions du Canada.

Nous avons décidé d'étudier le réseau interconnecté du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Pour l'étude de sensibilité, nous avons utilisé un réseau de moindre envergure, soit une partie du réseau intégré, vu le temps machine que représentait l'étude principale. Cette dernière étude incluait tous les réseaux du NPCC pour lesquels on a établi des modèles assez détaillés sauf dans le cas des réseaux des Maritimes. Dans ce dernier cas, nous avons dû utiliser un réseau équivalent car le programme CANEBEX5 ne peut saisir qu'un maximum de cinq réseaux d'électricité.

Les services ou les consortiums qui font l'objet de l'étude sont les suivants :

a) **Canada :** Hydro-Québec (Québec)
Énergie Nouveau-Brunswick (Nouveau-Brunswick)
Nova Scotia Power Corporation (Nouvelle-Écosse)
Maritime Electric Power Company Limited (Î.-P.-É.)
Ontario Hydro (Ontario)

Terre-Neuve n'est pas représentée parce qu'elle ne fait pas partie du réseau interconnecté. Cependant, la centrale de Churchill Falls au Labrador a été considérée comme faisant partie de la production du réseau québécois. Nous avons inclus l'Î.-P.-É., même si elle ne fait pas partie du NPCC, parce que la plupart de son électricité provient de réseaux membres.

b) **États-Unis:** New England Power Pool (Nouvelle-Angleterre)
New York Power Pool (New York)

3.3.1 Marche à suivre adoptée

Pour cerner les avantages des échanges bilatéraux d'énergie d'économie et les retombées potentielles de l'acheminement en transit, nous avons procédé de la même façon pour toutes les études. Voici la marche à suivre adoptée :

1) Simuler le fonctionnement du réseau intégré à l'étude en tenant compte seulement des transactions programmées en place et calculer la quantité et le coût de la production thermique.

2) Répéter la première étape en laissant le modèle dénombrer tous les échanges possibles d'énergie d'économie et les avantages en découlant, en plus de quantifier la production thermique et le coût de celle-ci.

3) Répéter la première étape en laissant le modèle cerner tous les échanges bilatéraux d'énergie d'économie et les ententes d'acheminement en transit possibles, et les avantages en découlant, en plus de quantifier la production thermique et le coût de celle-ci. Cette étape a été reprise pour les divers scénarios d'acheminement en transit étudiés.

En comparant les résultats des trois étapes, nous avons calculé les avantages des échanges bilatéraux d'énergie d'économie et les retombées supplémentaires de l'acheminement en transit.

3.3.2 Étude de la NPCC

Dans la présente étude, nous avons cerné les avantages potentiels de l'acheminement en transit d'énergie d'économie dans le NPCC. La figure 3.6 présente un schéma du réseau à l'étude.

Voici les trois scénarios examinés :

Scénario A - Transit de l'électricité de l'Ontario:

- vers la Nouvelle-Angleterre par l'État de New York; et
- vers le MARPOOL par l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Scénario B - Transit de l'électricité du MARPOOL

- vers l'État de New York par la Nouvelle-Angleterre;
- vers l'Ontario par la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York.

Scénario C - Scénarios 1 et 2 ensemble plus :

- transit de l'État de New York vers le MARPOOL par la Nouvelle-Angleterre; et
- transit de la Nouvelle-Angleterre vers l'Ontario par l'État de New York.

Dans le cadre du processus décrit à la section 3,2, nous avons étudié cinq cas :

Cas n° 1 - Seulement les transactions programmées entre les réseaux
Cas n° 2 - Transactions bilatérales d'économie optimisées en plus des transactions du cas précédent;
Cas n° 3 - Scénario de transit «A» optimisé en plus du cas n° 2;
Cas n° 4 - Scénario de transit «B» optimisé en plus du cas n° 2; et
Cas n° 5 - Scénario de transit «C» optimisé en plus du cas n° 2.

Les résultats obtenus sont examinés dans les paragraphes suivants.

3.3.3. Résultats

La figure 3.1 illustre le total des avantages que le réseau intégré peut tirer des échanges optimaux d'énergie d'économie dans le cas des échanges bilatéraux seulement et des différentes ententes d'acheminement en transit. D'après cette figure, le total des avantages augmente d'environ 6 %

lorsqu'on recourt au transit, ce qui représente environ 21 millions de dollars la première année, 40 millions la quatrième année, mais seulement 36 millions de dollars la cinquième année. Cette figure indique aussi que la quasi-totalité des retombées maximales de toutes les transactions de transit potentielles (scénario C) est liée au transit de l'électricité de l'Ontario (scénario A).

La figure 3.2 indique les retombées supplémentaires liées au transit pour le scénario englobant toutes les transactions. Dans la présente étude, le tarif de transit a été fixé à 10 % du coût évité, payé par l'acheteur. La figure indique une hausse sensible des retombées pour l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre toutes les années et pour l'État de New York les années 1, 2 et 3. Dans le cas du MARPOOL, on observe de faibles hausses les deux premières années suivies d'une régression importante. Le Québec enregistre de faibles hausses toutes les années. Ce phénomène s'explique surtout par le déplacement des ventes de l'Ontario du MARPOOL à la Nouvelle-Angleterre et aussi par le déplacement des transactions entre l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre. En outre, l'énergie acheminée en transit en provenance de l'Ontario et du MARPOOL remplace une faible quantité des ventes directes du Québec. Ces changements dans les transferts d'énergie sont indiqués à la figure 3.3.

Les figures 3.4 et 3.5 indiquent la quantité totale d'énergie produite dans le réseau intégré par les centrales thermiques ainsi que le coût de production de cette énergie quand il n'y pas d'échanges d'économie (seulement les transactions programmées), quand il y a des échanges d'économie bilatéraux seulement et pour différentes ententes d'acheminement en transit. Ces valeurs donnent une bonne indication de l'efficience économique du réseau intégré et montrent la production totale des centrales thermiques et le coût connexe. Ces chiffres indiquent aussi que les ententes d'acheminement en transit ne réduisent pas la production thermique requise davantage que ne le font les échanges bilatéraux seulement. La production thermique de l'ensemble du réseau intégré est réduite d'environ 16,72 TW.h/année quand ces transactions d'économie sont autorisées. La baisse correspondante du coût du combustible est d'environ 873 millions de dollars par année. En outre, les diverses ententes d'acheminement en transit n'ont pas d'impact sensible sur la production thermique totale du réseau intégré. En effet, la production thermique à meilleur marché remplace la production à coût plus élevé quand l'acheminement en transit est autorisé.

Les figures 3.6 et 3.7 indiquent le total des échanges d'énergie d'économie effectués dans le

réseau intégré la première année d'étude dans le cas des échanges bilatéraux seulement et dans celui de toutes les transactions. En comparant la figure 3.7(b) avec la figure 3.6, on constate que l'acheminement en transit donne lieu à un accroissement important des transferts de l'État de New York à la Nouvelle-Angleterre et à une faible diminution des transferts d'Hydro-Québec et du MARPOOL à la Nouvelle-Angleterre. On observe aussi que dans le scénario englobant toutes les transactions, l'énergie de l'Ontario transite par l'État de New York pour remplacer la production de la Nouvelle-Angleterre et déplacer quelques achats auprès du Québec et du MARPOOL.

Les figures 3.8 et 3.9 indiquent le nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert des différents interfaces du réseau intégré ont restreint les transactions possibles dans le cas des échanges bilatéraux seulement et dans le cas de toutes les transactions, respectivement. On constate que sur certains interfaces, on pouvait acheminer l'énergie d'économie à raison, en moyenne, de 6 000 heures par an seulement. Ces figures révèlent aussi que le nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert des interconnexions limitent les échanges d'économie augmente quand on procède à l'acheminement en transit et que les interconnexions nord-sud sont les lignes de transport plus sujettes à provoquer des goulots d'étranglement.

3.4 Analyse de sensibilité

Lors de la préparation des données pour les études décrites dans le présent document, le personnel de l'Office a posé des hypothèses concernant la valeur de quelques paramètres et les modes d'exploitation des réseaux qui sont normalement retenues par les ingénieurs et les exploitants des services d'électricité. Ces hypothèses influent et peuvent exercer un contrôle sur l'ampleur des échanges d'économie entre les services d'électricité. Pour déterminer la sensibilité des résultats obtenus à ces hypothèses, nous avons mené diverses analyses de sensibilité en nous servant d'un réseau plus restreint comprenant seulement le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard. Le réseau intégré faisant l'objet de l'étude est illustré à la figure 3.10. Nous avons retenu ce réseau parce qu'il nécessitait moins de temps machine que le réseau du NPCC. Les analyses de sensibilité comprenaient une évaluation des répercussions, décrites ci-après, des variables suivantes sur les avantages du réseau :

1) différence entre les coûts de production marginaux croissants (valeur neutre) en-deçà de

laquelle les échanges d'économie n'étaient pas autorisés; et

2) tarif d'acheminement en transit.

3.4.1 Incidence de la valeur neutre des coûts de production marginaux

Dans les études réalisées, nous avons fixé à 0,2 cent/kW.h la valeur neutre ou l'écart entre les coûts marginaux en-deçà duquel aucune transaction ne serait effectuée. Pour déterminer la sensibilité des résultats à cette hypothèse, nous avons procédé à un ensemble de passages-machines dans le cas du transit de Québec à l'Î.-P.-É. pour lequel la valeur neutre se situait entre 0,2 à 0,8 cent/kW.h.

La fluctuation des avantages des réseaux individuels et du réseau intégré en fonction de la valeur neutre est illustrée à la figure 3.11. Nous constatons que lorsque la valeur neutre se situe entre 0,2 et 0,6 cent/kW.h, les avantages ne changent pas de façon appréciable, mais que lorsqu'elle est de 0,8 cent/kW.h, ils chutent de façon sensible.

3.4.2 Incidence des tarifs d'acheminement en transit

Dans les études réalisées, le tarif de transit a été fixé à 10 % du coût évité, payé par l'acheteur. Cette valeur a été modifiée pour évaluer l'impact du tarif sur les avantages réalisés.

La figure 3.12 indique les avantages différentiels des réseaux individuels et du réseau intégré quand le tarif de transit est fixé à 10 % du coût évité, payé par le Québec. D'après cette figure, à ce tarif, il vaudrait mieux que le Nouveau-Brunswick ne procède pas au transit. La figure 3.13 indique les avantages correspondant à un tarif de transit de 20 %, payé moitié-moitié par le Québec et l'Î.-P.-É. D'après cette figure, à ce tarif, l'Î.-P.-É. réalise une part appréciable des avantages liés au transit tandis que le Québec et le Nouveau-Brunswick sont un peu plus avantagés que s'ils avaient procédé à des échanges bilatéraux.

Les figures 3.12 et 3.13 indiquent que le choix du tarif de transit influe sur la répartition des avantages de façon appréciable. Pour profiter des avantages du transit, il faudra trouver une

mesure incitative pour l'ensemble des services d'électricité en cause par une répartition équitable des retombées. Pour atteindre cet objectif, il faut établir un tarif approprié à partir d'études de sensibilité semblables à celles qui ont été réalisées ici.

3.5 Temps machine nécessaire

Les études décrites ci-dessus ont été menées sur un microordinateur VAX 8200. Les principaux paramètres déterminant le temps machine nécessaire sont les suivants :

- nombre de réseaux d'électricité;
- nombre de centrales thermiques et de grandes centrales hydro-électriques dans chaque réseau d'électricité; et
- période d'étude.

Les besoins en temps machine pour les deux simulations quinquennales indiquées au tableau 3.1 étaient de 46 heures dans le cas de l'étude sur le NPCC et de 14 heures pour l'analyse de sensibilité.

TABLEAU 3.1

TEMPS MACHINE NÉCESSAIRE POUR LES DIFFÉRENTS CAS

Description de l'étude	Nombre de réseaux	Nombre total de centrales thermiques et de grandes centrales hydrauliques	Temps machine (h. min.sec.)
Étude n° 1	3	544	46:34:43
Étude n° 2	4	271	14:02:42

3.6 Conclusions

Les résultats des études ont mené aux conclusions suivantes :

1- Le total des avantages liés aux échanges d'économie pour le réseau du NPCC se chiffrait à environ 3 milliards de dollars pour la période d'étude de cinq ans. Cela comprend les avantages tirés des échanges bilatéraux ainsi que les avantages liés au transit qui s'élèvent à environ 180 millions de dollars.

2- Les avantages de l'acheminement en transit variaient en fonction de l'étude de cas et du temps. Cependant, les avantages supplémentaires tirés de l'acheminement en transit étaient en moyenne de quelque 6 à 10 %.

3- Cette hausse de 6 à 10 % supposait que tous les échanges d'économie bilatéraux possibles entre les réseaux voisins avaient été réalisés. Si pour une raison quelconque, toutes ces possibilités ne sont pas exploitées, l'existence de l'option de transit permettrait aux parties de tirer parti des échanges d'économie qui autrement auraient été inaccessibles. Par conséquent, on peut affirmer que l'acheminement en transit offre au moins des avantages additionnels de 6 à 10 % et permettrait de réaliser les avantages des échanges d'économie qui auraient été impossibles sans le transit. Les raisons pour lesquelles on ne procéderait pas aux échanges bilatéraux possibles pourraient être d'ordre opérationnel, politique et autres.

4- Le principal obstacle aux échanges d'économie cerné à la faveur des études était la capacité de transfert des interconnexions. Dans tous les cas étudiés, les résultats indiquent que le nombre d'heures pendant lesquelles la capacité de transfert limite les échanges d'économie augmente quand on procède à l'acheminement en transit.

5- La gamme de valeurs neutres la plus appropriée dans laquelle aucun échange d'économie n'est effectué semble dépendre du réseau étudié. On peut trouver une valeur neutre raisonnable qui réduit le nombre de transactions et influe légèrement sur les avantages.

6- La répartition des avantage liés à l'acheminement en transit entre les services d'électricité intéressés est un exercice qui pourrait encourager les services d'électricité à recourir à l'acheminement en transit. Lorsqu'on envisage cette option, on devrait calculer les tarifs de transit les plus appropriés et déterminer qui les paient de façon que toutes les parties profitent des transactions.

3.7 Ouvrages de référence

1- N.S. Rau, C. Nesculescu, «A Model for Energy Exchanges in Interconnected Power Systems», IEEE trans, on Power Systems, vol. 4, n° 3, août 1989.

2- L. Cohen, «A Spot Market for Electricity - Preliminary Analysis of Florida Energy Broker», Rand Note, février 1982, N-1817-DOE.

3- IEEE Committee Report, «IEEE Reliability Test Systems», IEEE Transactions, vol. PAS-98, n° 6, nov.-déc. 1979.

4- Rapport du North American Electric Reliability Council intitulé «1989 Electricity Supply and Demand».

5- Plan d'expansion d'Hydro-Québec 1989-1991.

6- Correspondance avec Ontario Hydro, 1987 et 1988.

7- Rapport de Monserco Limited intitulé «Acid Gas Emissions Derived from the Canadian Utilities Simulation Code for the Province of Ontario», 1989.

8- U.S. Department of Energy's Electric Power Monthly, décembre 1989.

9- Nuclear-New York Power Pool's Electric Power Look Ahead, 1988-2004, avril 1988.

10- Correspondance entre Énergie Nouveau-Brunswick et Nova Scotia Power Corporation, 1982.

Figure 3.1: Avantages d'un réseau intégré pour différentes ententes d'acheminement en transit.

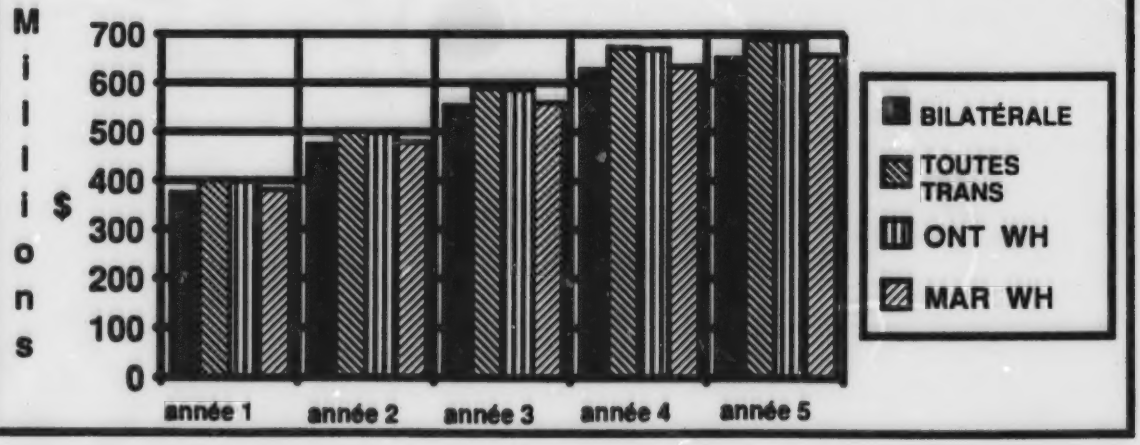


Figure 3.2: Bénéfices liés à l'acheminement en transit (toutes les transactions). WC=10% du coût évité payé par l'acheteur

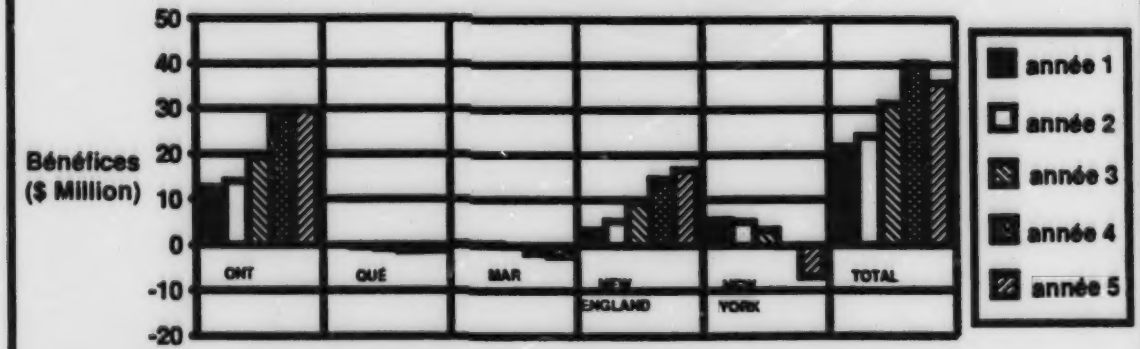


Figure 3.3: Changement dans les transferts d'énergie pour acheminement en transit (Toutes les transactions vs. échanges bilatéraux)

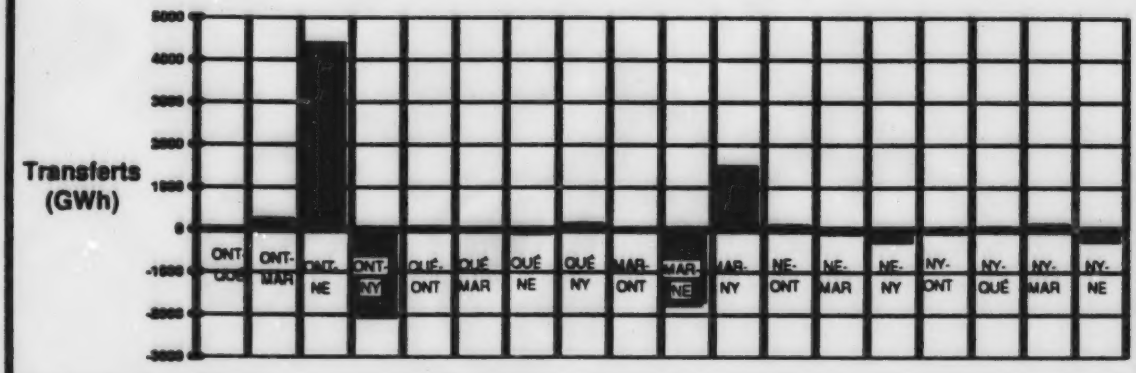


Figure 3-4 : Énergie produite dans le réseau intégrié par les centrale thermiques. Coûts pour différentes ententes d'acheminement en transit.

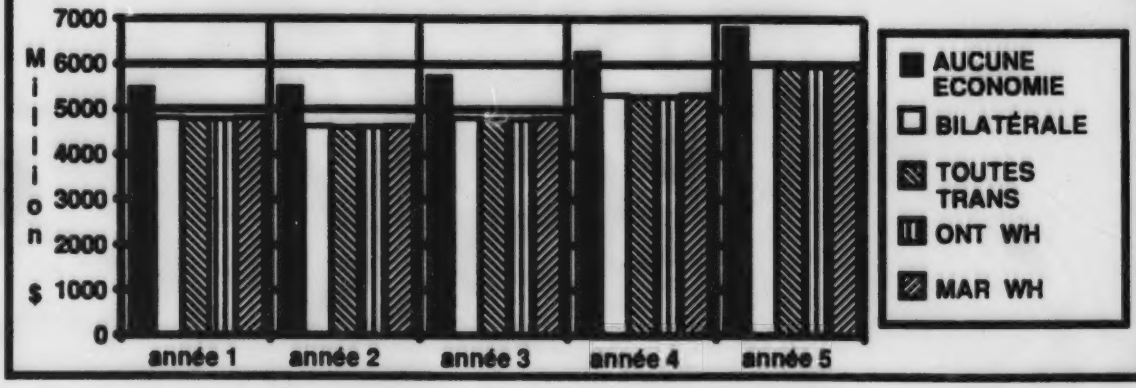
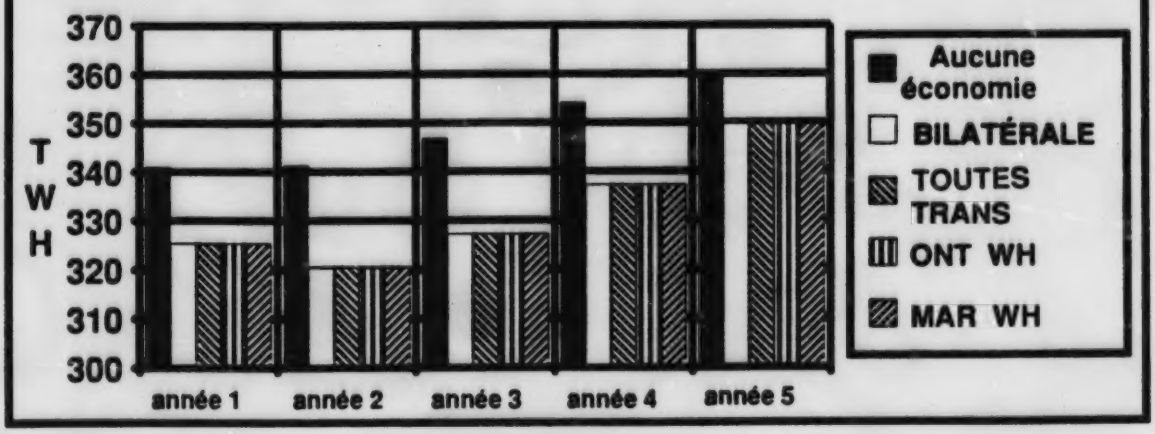


Figure 3.5 : Production thermique d'électricité pour différentes ententes d'acheminement en transit.



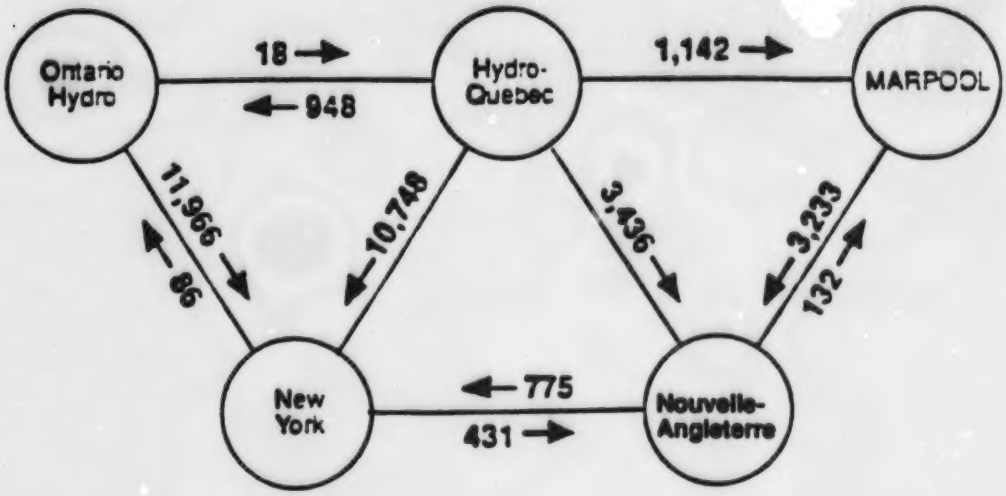
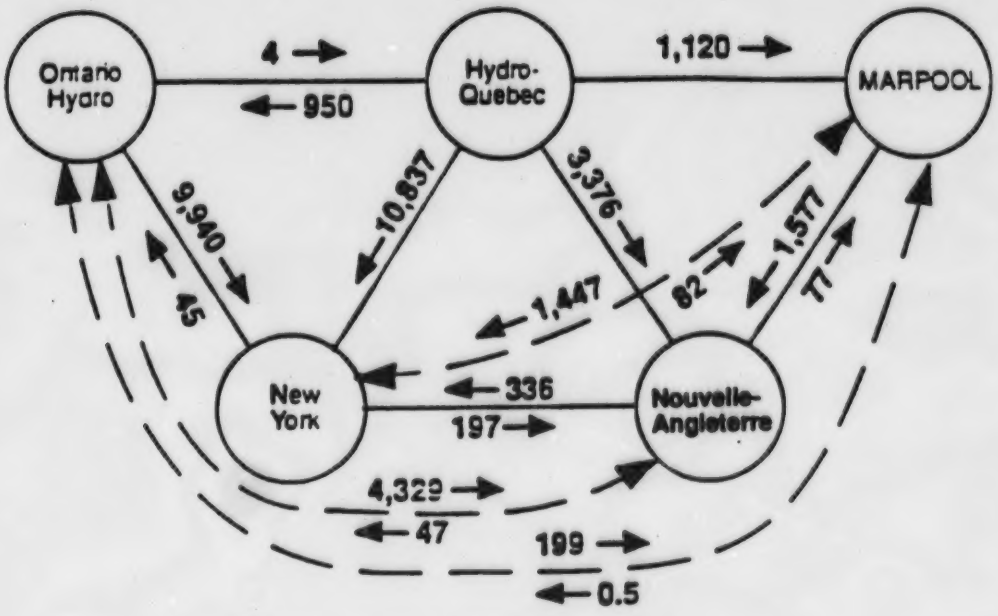
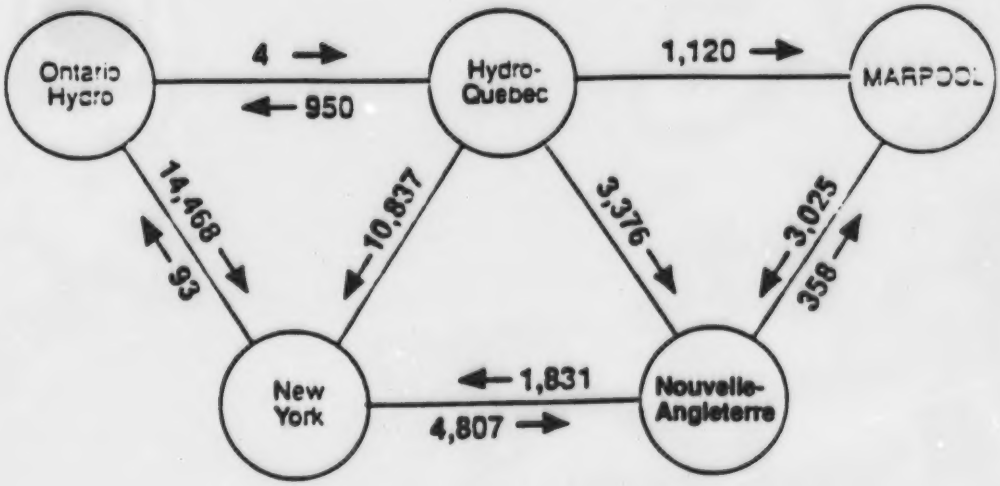


Figure 3.6: Échanges annuels - Énergie d'économie (GWh)
Année 1990 - Cas no. 2: Transactions bilatérales



a) Échanges annuel d'énergie d'économie



b) Débits d'énergie résultants

Figure 3.7: Échanges annuels d'énergie d'économie (GWh)
Années 1990 - Cas 5: Toutes transactions

Figure 3.8 : Nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert ont restreint les transactions possibles (Échanges bilatéreux seulement)

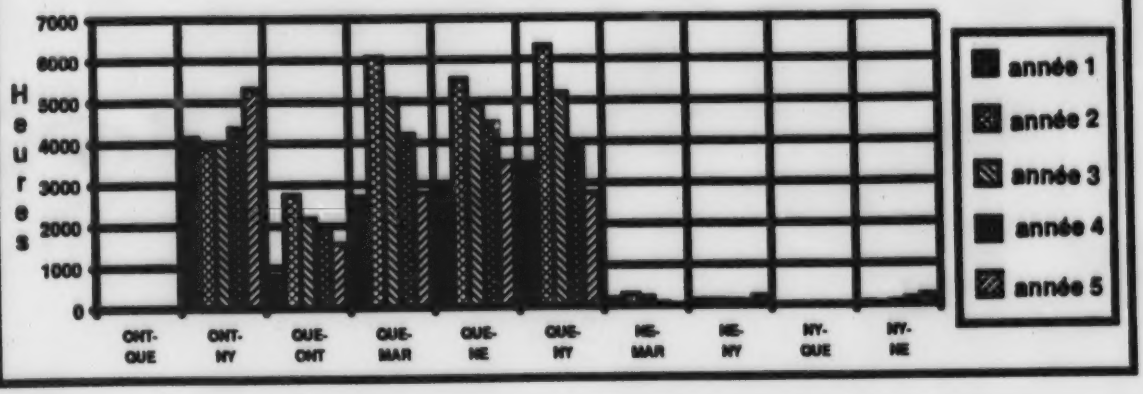
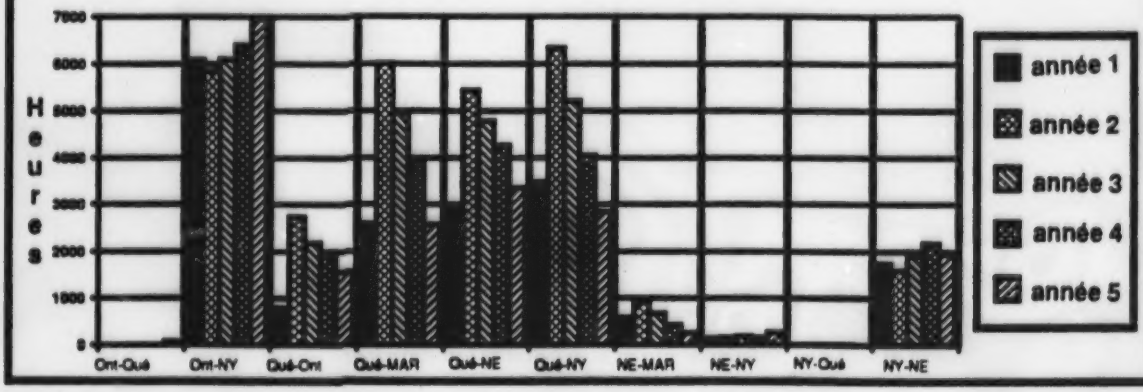


Figure 3.9 : Nombre d'heures pendant lesquelles les capacités de transfert ont restreint les transactions (toutes les transactions permises)



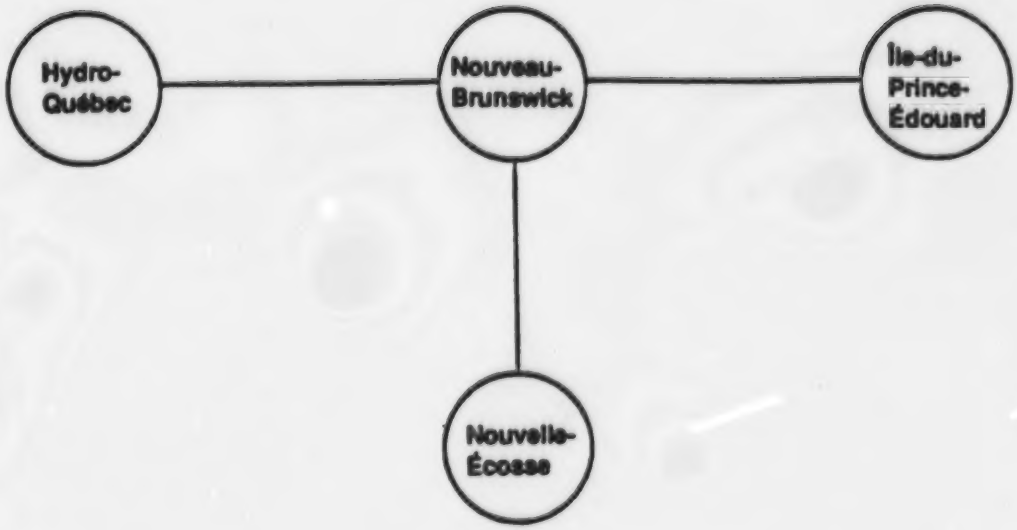


Figure 3.10: Réseau intégré pour analyses de sensibilité

Figure 3.11 : Avantages des réseaux individuels et du réseau intégré en fonction de la valeur neutre

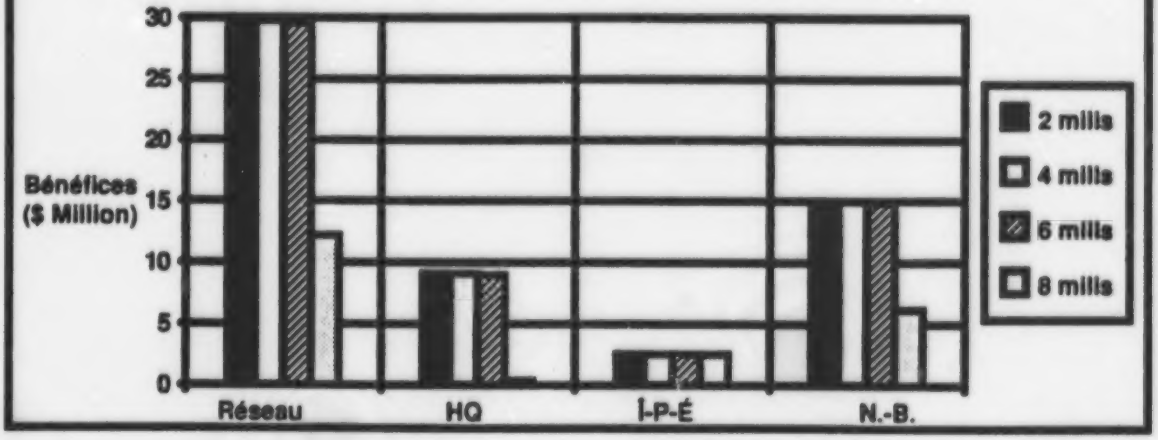


Figure 3.12: Avantages d'acheminement en transit: Qué-Î-P-É. WC=10% du coût évité payé par le Québec

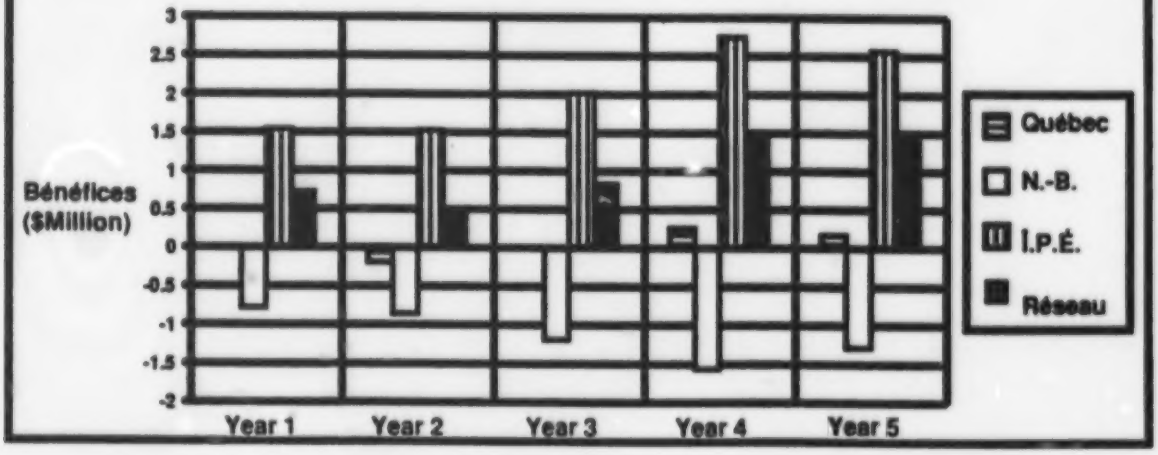
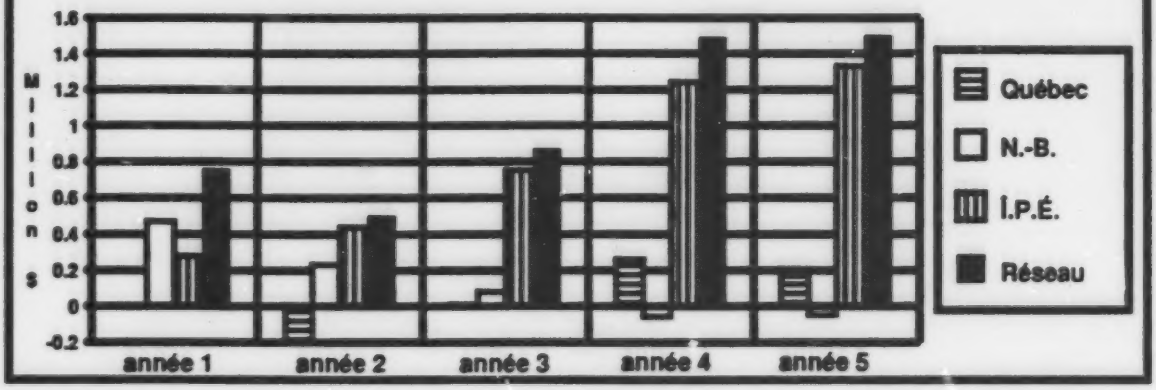


Figure 3.13 : Avantages d'acheminement en transit, tarif de transit de 20%. Coût payé moitié-moitié par le Québec et l'Î-P-E.



4. POLITIQUES POSSIBLES EN MATIÈRE D'ACCÈS AU TRANSPORT ET D'ACHEMINEMENT EN TRANSIT

4. POLITIQUES POSSIBLES EN MATIÈRE D'ACCÈS AU TRANSPORT ET D'ACHEMINEMENT EN TRANSIT

4.1 Introduction

Dans le présent chapitre, nous rassemblons les principales conclusions des chapitres précédents. Nous décrivons les diverses catégories de services d'acheminement en transit, nous proposons un ensemble de principes directeurs pour l'établissement de bonnes pratiques en matière d'acheminement en transit et nous exposons une ligne de conduite générale en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit. Nous examinons également les réactions des services d'électricité à la politique proposée et, à partir de cette évaluation, nous proposons un ensemble de lignes de conduite susceptibles d'être adoptées, pour que les parties intéressées les examinent plus à fond.

4.2 Récapitulation des résultats de l'étude

À la lumière des chapitres précédents, nous pouvons affirmer que l'acheminement en transit offre des avantages quantifiables sensibles et qu'il existe de nombreuses façons de libéraliser l'accès aux installations de transport, qu'elles soient en place ou simplement projetées. Les opinions exprimées sur la question de savoir si l'acheminement en transit devrait être obligatoire ou facultatif ainsi que sur les modalités de tarification de ce service sont variées et conflictuelles.

Dans une large mesure, l'incapacité de parvenir à un consensus sur la question de l'acheminement en transit tient en général à la nature intrinsèque de ce service car chaque activité de transit est très spécifique du point de vue des conditions dans lesquelles elle est exécutée. En effet, les conditions dans lesquelles une transaction donnée est exécutée n'ont aucun lien avec celles qui sont propres aux autres transactions. Dans la situation la plus simple, un service d'électricité pourrait être en mesure d'acheminer en transit par son réseau une quantité donnée de puissance provenant d'un fournisseur particulier et destinée à un acheteur donné, à un moment particulier. Si les conditions changent, si, par exemple, la quantité de puissance à acheminer est accrue, si les parties en cause ne sont plus les mêmes (p. ex. changement de trajectoire) ou si les échéanciers sont modifiés (heures, jours ou saisons), il peut s'avérer impossible d'exécuter la transaction d'acheminement en transit prévue et les parties intéressées peuvent devoir engager des dépenses

élevées pour améliorer les installations existantes ou en aménager de nouvelles.

La tarification est une question tout aussi complexe que l'acheminement en transit. Devrait-elle être fondée sur les coûts de prestation du service ou sur les avantages réalisés? Si elle est fondée sur les coûts, doit-on tenir compte des coûts comptables ou des coûts marginaux croissants ? Qu'arrive-t-il si un service d'électricité doit modifier ses opérations et renoncer à des transactions lucratives pour fournir ce service? Si, par contre, la tarification doit être fondée sur les avantages réalisés, comment peut-on procéder raisonnablement au partage des avantages entre les parties en cause? Si une transaction d'acheminement en transit provoque des débits en circuit bouclé, comment peut-on indemniser les autres services d'électricité touchés?

Vu ces facteurs et les autres éléments associés à l'acheminement en transit, il n'est pas étonnant que les commentateurs et les analystes de la question se contentent de mettre de l'avant quelques principes directeurs généraux et qu'on ne s'entende pas sur ces principes.

Même si les services d'électricité, tant au Canada qu'aux États-Unis, sont parvenus avec beaucoup de succès à assurer un approvisionnement fiable et efficace en électricité, l'analyse menée dans le cadre du présent examen indique que l'acheminement en transit peut procurer des avantages supplémentaires. Cependant, il faut veiller à ce que les modifications apportées à la politique de transport au Canada aboutissent à des avantages économiques nets et pas simplement à une nouvelle répartition de ces avantages.

L'électricité est un produit unique et le transport de l'électricité est différent de la distribution d'autres produits. Par conséquent, tout programme ou toute proposition visant les réseaux d'électricité doivent être analysés dans ce contexte seulement, sans comparaison avec les autres types de réseaux de distribution.

Il faut également prendre des décisions touchant la structure à venir de l'industrie canadienne de l'électricité en tenant compte de la conjoncture éventuelle. Les pressions exercées actuellement en faveur de l'accroissement de l'acheminement en transit sont attribuables, du moins en partie, à l'existence d'une capacité génératrice excédentaire et aux écarts importants enregistrés récemment au niveau des coûts des combustibles. De façon générale, on prévoit que dans les années à venir, la production sera insuffisante, que les réseaux de transport seront engorgés et qu'il

sera de plus en plus difficile, tant au Canada qu'aux États-Unis, de trouver des emplacements pour les centrales et d'obtenir des servitudes pour les lignes de transport. Les réseaux de transport interconnectés d'Amérique du Nord deviendront des ressources encore plus précieuses qu'il faudra utiliser rationnellement dans l'intérêt public.

Les retombées économiques potentielles de l'accès général aux installations de transport devraient être évaluées sur une longue période. La façon dont les réseaux de transport d'électricité sont utilisés influera sur la planification et indiquera quelles lignes et quelles installations nouvelles il faudra aménager. Toute politique élaborée en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit aura des effets à long terme, difficiles à renverser. Par conséquent, il faudra procéder très minutieusement au développement d'une telle politique.[1]

Comme nous l'avons souligné précédemment, les services d'électricité canadiens et américains sont presque tous raccordés à d'autres services pour former cinq vastes réseaux qui traversent les frontières internationales, provinciales et étatiques. Ces interconnexions sont le fruit de plus de deux tiers de siècle d'activité soutenue et de progrès technologiques visant à améliorer la fiabilité et la rentabilité. Les consommateurs d'électricité ont tiré d'énormes avantages du niveau élevé de coordination qui a été atteint grâce aux efforts de collaboration de toutes formes déployés par les services d'électricité ainsi que par les organismes de réglementation et autres organismes gouvernementaux. On pourrait accroître l'acheminement en transit et l'accès aux lignes de transport d'électricité en procédant d'autre façon, mais cela pourrait se faire au détriment des avantages déjà réalisés sur les plans de l'économie et de la fiabilité et avoir des effets négatifs sur les consommateurs d'électricité.

Dans les sections suivantes, nous décrivons les concepts généraux qui devraient régir l'acheminement en transit et nous proposons des lignes directrices en vue de l'élaboration d'une politique d'accès au transport et d'acheminement en transit au Canada. Nous considérons l'acheminement en transit comme un service distinct et additionnel que les services d'électricité pourraient offrir en plus de leur activité première qui consiste à fournir à leurs clients un approvisionnement fiable et bon marché en électricité. Pour offrir ce service, ils devraient aménager des interconnexions et coordonner leurs opérations et leurs plans avec ceux de leurs

---

1 Aux États-Unis, on a proposé une démarche générale qui ne tient pas compte des exigences en matière de planification et d'exploitation des réseaux d'électricité. Cette démarche a été fortement contestée par la plupart des services publics d'électricité. Les États-Unis procèdent donc maintenant étape par étape et cas par cas (approche évolutive).

voisins, procéder à des échanges d'énergie d'économie, faire partie de conseils de fiabilité et autres.

4.3 Catégories de services d'acheminement en transit

Même si l'accès au transport et l'acheminement en transit n'ont aucune valeur intrinsèque, ils peuvent s'avérer des éléments essentiels en permettant l'utilisation des ressources de production au moindre coût sur des étendues géographiques plus vastes. Les services d'acheminement en transit de l'électricité par les réseaux de transport se classent en trois grandes catégories qualifiées dans ce document «d'acheminement en transit de réseau», «d'acheminement en transit d'approvisionnement» et «d'acheminement en transit de détail».

Les services d'acheminement en transit de détail seraient nécessaires si un producteur souhaitait approvisionner un client particulier qui se trouve à l'extérieur de son territoire de service et auquel il n'est pas directement raccordé. En général, les services d'électricité canadiens reçoivent de leur province d'appartenance le mandat de répondre à la demande de leurs territoires de service respectifs. La vente directe de puissance d'un producteur à un client commanderait une restructuration radicale de l'industrie de l'électricité et notamment un remaniement des mandats des services publics d'électricité. Comme cette question relève de la compétence des provinces, le gouvernement fédéral n'interviendrait pas directement. En outre, comme elle ne ferait pas appel à la collaboration entre les services d'électricité, elle déborde le cadre du présent examen. C'est pourquoi nous n'avons pas examiné cette catégorie de services dans l'étude en cours.

Dans les paragraphes suivants, nous décrivons les services d'acheminement en transit de réseau et d'approvisionnement et nous donnons des exemples des types de transactions qui peuvent dépendre de ces services.

Acheminement en transit de réseau

Il est tout à fait normal qu'un service d'électricité affiche à un moment donné un excédent de production et puisse vendre alors de la puissance à un autre service d'électricité qui accuse un déficit de production ou dont le coût marginal de production à court terme est supérieur au sien. Quand ces deux services ne sont pas raccordés directement, la vente et l'achat de la puissance

excédentaire suppose l'acheminement en transit par le réseau de transport d'un service intermédiaire. Ce type d'acheminement en transit est qualifié ici «d'acheminement en transit de réseau».

En général, ce type de transit se fait entre deux services publics et ne fait pas appel à des producteurs autres que les services publics. Les services d'électricité s'en servent pour étendre le territoire où ils peuvent écouler leurs surplus à court terme et leurs surplus à long terme persistants.

À titre d'exemples de transactions de courte durée nécessitant l'acheminement en transit de réseau, mentionnons les ventes et les échanges quotidiens, saisonniers et annuels de surplus temporaires de capacité et d'énergie d'économie ainsi que les ventes d'énergie d'un service à prédominance hydro-électrique durant les années où les conditions d'hydraulicité sont favorables. L'acheminement en transit de réseau de courte durée n'est pas tributaire de l'aménagement d'installations nouvelles de production ou de transport en blocs conçues spécialement pour soutenir ce type de transaction. Cependant, si les goulots d'étranglement du réseau de transport empêchent ces activités, il peut s'avérer nécessaire d'accroître quelque peu la capacité de transport.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, nous avons utilisé le logiciel CANEBEX5 pour estimer les avantages à court terme que pourraient procurer les transferts accrus d'énergie d'économie, y compris les échanges bilatéraux et l'acheminement en transit entre des réseaux non adjacents, dans l'Est du Canada et dans le Nord-Est des États-Unis (Ontario, Québec, Maritimes, État de New York et Nouvelle-Angleterre). La valeur totale des échanges bilatéraux potentiels dans cette région sur une période de cinq ans a été estimée à quelque 3 milliards de dollars, en dollars de 1990. Si on autorisait l'accès aux services d'acheminement en transit, ces avantages estimatifs augmenteraient de 10 %. D'autres régions peuvent offrir des occasions semblables de transferts d'énergie à court terme nécessitant le recours à l'acheminement en transit.

Les services d'acheminement en transit de réseau à long terme pourraient s'avérer nécessaires quand les échanges de diversité entre des réseaux à pointe hivernale et à pointe estivale font appel à un service de transport assuré par des intermédiaires, quand un service d'électricité à prédominance thermique souhaite vendre un excédent d'énergie hors-pointe, ou encore quand un service à prédominance hydro-électrique a des surplus saisonniers d'énergie à vendre. Pour

fournir ces services, il n'est pas nécessaire d'aménager de nouvelles centrales, mais il faut parfois construire des installations supplémentaires de transport en blocs.

Dans le cadre d'une étude parallèle sur la collaboration entre les services d'électricité, nous avons estimé les avantages supplémentaires à long terme qu'une collaboration accrue pourrait procurer. Pour réaliser certains de ces avantages, y compris quelques échanges de diversité saisonnière et-ou des ventes estivales garanties, il faudrait compter sur l'acheminement en transit de réseau.

Acheminement en transit d'approvisionnement

À long terme, à mesure que la demande de son territoire de service s'accroît, un service d'électricité peut être appelé soit à construire lui-même une centrale, soit à acheter la puissance nécessaire auprès d'un autre service public ou d'un autre producteur. Quand le coût de cet achat est inférieur au coût marginal de production à long terme du service d'électricité déficitaire, ce dernier peut choisir la deuxième solution. Cependant, s'il n'est pas raccordé directement au fournisseur potentiel, il devra conclure une entente à long terme avec un service intermédiaire qui assurera l'acheminement en transit. Cette transaction peut aussi comporter l'aménagement d'une ligne de transport en blocs pour livrer la puissance, ou des ajouts majeurs aux réseaux de transport en place, au moins pendant une partie de la période contractuelle. Ce type d'acheminement en transit est qualifié «d'acheminement en transit d'approvisionnement».

L'accès à long terme à des services d'acheminement en transit permet à un service d'électricité d'agrandir le territoire dans lequel il peut trouver de nouvelles sources d'approvisionnement pour répondre à l'accroissement de la charge dans son propre territoire de service. Des appels d'offres peuvent être lancés sur une base régionale et les nouvelles sources de production peuvent appartenir soit à des services publics soit à des producteurs autres que les entreprises de service public, y compris des producteurs indépendants.

Dans le cadre de l'étude parallèle sur la collaboration entre les services d'électricité, nous avons estimé les avantages nets que pourraient procurer les ventes garanties d'électricité de longue durée. Quelques-unes des transactions cernées à la faveur de cette étude nécessiteraient ce type de service d'acheminement en transit.

4.4 Principes généraux

Deux principes primordiaux et généraux définissent les conditions nécessaires à l'établissement fructueux d'un esprit de collaboration propice à l'acheminement en transit, à savoir :

1. **L'intérêt public est mieux servi quand les ressources de production au moindre coût sont utilisées le plus possible, sans égard à la propriété de ces resources ni à l'endroit où elles se trouvent par rapport aux charges à alimenter.**

2. **Le tarif perçu par le service assurant l'acheminement en transit devrait tenir compte des frais directs connexes (y compris les avantages perdus dans ses propres opérations internes par suite du service de transit fourni) et comprendre une part raisonnable des économies nettes réalisées.**

Le principe n° 2 vise principalement l'écoulement de l'excédent temporaire des réseaux d'électricité; il ne s'applique pas aux ventes garanties d'électricité en gros et à long terme.

De ces principes généraux doivent découler des principes secondaires qui présideront à la définition des mécanismes d'élaboration des ententes d'acheminement en transit de bon gré qui constituent, selon certains, la seule démarche viable.[2]

4.4.1 Principes régissant la disponibilité des services d'acheminement en transit

Les services publics d'électricité ont pour mandat de fournir un approvisionnement fiable et à bon marché en électricité aux clients de leur territoire de service. Ils sont tenus de servir tout client potentiel. Ils doivent rendre compte de la qualité du service fourni à leurs clients et ils ont conçu des réseaux d'électricité dans le but précis de desservir le territoire désigné. Presque tous les services d'électricité ont raccordé volontairement leur réseau aux réseaux voisins dans le but premier de faire profiter à leurs clients des avantages accrus sur le plan de la fiabilité et de l'économie.

À la lumière des observations précédentes, nous avons dégagé les trois principes suivants touchant

---

[2] Observations de J.A. Casazza et de A.J. Schultz à la FERC en réponse à l'avis de projet de réglementation de juillet 1988.

l'acheminement en transit. Si les services d'électricité doivent être tenus de rendre compte de la qualité du service offert à leurs clients, il faut que le principe suivant soit respecté.

3. **Les services d'électricité doivent prendre les décisions ultimes concernant l'utilisation de leurs réseaux et de leurs installations.**

Le service qui assure l'acheminement en transit doit juger en dernière analyse de la capacité physique de son réseau de répondre à la demande de service d'acheminement en transit qui lui est présentée ainsi que du bien-fondé et de la nature des améliorations et autres facteurs pertinents. Si d'autres organismes décrètent comment les installations de transport d'un service d'électricité doivent être utilisées, qui les utilisera et quand des améliorations ou des agrandissements doivent être apportées, ce sont eux qui doivent être tenus responsables des conséquences de leurs décisions et non le service d'électricité visé.

En outre, si un réseau de transport d'un service d'électricité a été conçu et construit pour désservir les clients du territoire de service qui, en retour, garantissent le paiement des coûts liés aux investissements dans les installations, il faut que le principe suivant soit respecté.

4. **L'acheminement en transit de puissance par le réseau de transport d'un service d'électricité ne doit pas avoir pour effet de diminuer la fiabilité du service offert aux clients du territoire de service du service d'électricité en question.**

Lorsqu'un service d'électricité accepte de fournir un service d'acheminement en transit, il doit le faire de façon à ne pas diminuer la qualité du service offert à ses propres clients. Nous savons que dans quelques groupes de coordination et consortiums d'électricité régionaux, les membres ont convenu d'aider un service se trouvant en situation d'ugence même si, pour ce faire, ils doivent diminuer le service offert à leurs propres clients sur une base proportionnelle et réciproque. On croit que ce type d'entraide ne va pas à l'encontre du principe établi ci-dessus puisqu'il améliore l'économie globale de la prestation d'un service fiable aux clients de tous les services d'électricité participants.

En raison de son statut de membre de vastes réseaux régionaux grâce à ses interconnexions avec d'autres réseaux, et en raison également des nombreux avantages, sur les plans de l'économie et

de la fiabilité, que procure la coordination avec les réseaux voisins, le service qui assure l'acheminement en transit:

5. **Doit planifier, concevoir et exploiter son réseau, y compris fournir des services d'acheminement en transit, de façon à s'acquitter en tous temps de ses obligations régionales et inter-régionales.**[3]

4.4.2 Principes applicables à la tarification des services d'acheminement en transit

Les principes qui devraient régir la tarification des services d'acheminement en transit devraient reposer sur les mêmes facteurs que les principes énoncés précédemment. Soulignons encore qu'un service d'électricité a pour mandat de desservir les clients de son territoire de service et qu'il a aménagé un réseau d'électricité et pris des engagements pour s'acquitter de cette responsabilité. Les tarifs payés par les clients permettent de soutenir financièrement ces engagements ainsi que les risques pris par les propriétaires du service d'électricité.

Par définition, si un service d'électricité accepte de fournir des services d'acheminement en transit, il agit dans l'intérêt des autres services d'électricité et des clients de ces derniers. Par conséquent, ce service d'électricité intermédiaire et ses clients devraient profiter de la transaction de transit. Il s'ensuit que le coût différentiel de prestation du service de transit constitue le tarif minimum ou plancher du service d'acheminement en transit fourni. Si le tarif pratiqué est supérieur au coût différentiel, les clients du territoire de service en tirent des avantages.

Il est également vrai qu'un service ne peut pas être vendu à un prix supérieur à sa valeur. Cependant, les services d'acheminement en transit peuvent être fournis dans un large éventail de conditions de priorité et offerts à l'acheteur à une fourchette de prix tout aussi large.

Les deux principes suivants se dégagent de ces observations.

6. **Les services d'électricité qui fournissent des services d'acheminement en transit devraient pouvoir établir leurs tarifs en fonction des conditions particulières de prestation du service fourni et des avantages réalisés et ce, dans le cadre de**

---

3 ELECTRICITY TRANSFERS AND RELIABILITY, NERC, octobre 1989.

négociations avec le service qui présente une demande de transit.

7. **Les services d'électricité devraient pouvoir enregistrer un taux normal de rendement, proportionnel aux risques courus, de leurs investissements dans les nouvelles installations de transport, quand ces derniers sont justifiés sur le plan économique, sans léser leurs clients.**

En ce qui a trait au principe n° 6, le service d'électricité qui demande le service de transit devrait pouvoir obtenir, s'il le désire, le calcul et la justification des diverses composantes du tarif facturé pour un service de transit particulier.

L'application de ces principes donnera lieu probablement à l'établissement de tarifs qui varieront de temps en temps. Par exemple, si le service assurant l'acheminement en transit est appelé à devancer la construction de certaines installations, le tarif pratiqué sera établi en fonction des coûts connexes jusqu'à ce que les installations deviennent nécessaires pour desservir les clients du territoire de service. À ce moment-là, une nouvelle répartition des coûts permettra de réduire le tarif applicable au service d'acheminement en transit garanti.

Lorsqu'on examine les conditions dans lesquelles un service d'électricité fournira et établira les tarifs des services d'acheminement en transit, on doit tenir compte aussi des autres occasions qui ont été perdues ou empêchées par ces derniers. La perte de recettes associées à des ventes interruptibles potentielles qui est imputable à l'acheminement en transit de puissance garantie devrait être prise en compte dans le tarif de transit. Cependant, on ne sait pas s'il devrait en être de même de la perte possible d'une vente potentielle future de puissance par le service qui assure le transit.

La prestation d'un service d'acheminement en transit peut entraîner deux types d'occasions perdues :

- occasions perdues par suite des modifications apportées aux opérations pour permettre la prestation du service de transit ou par suite de l'encombrement du réseau de transport (p. ex. faute de la capacité de transport voulue, il est impossible d'assurer le transit et

d'exécuter l'autre transaction)[4];

- occasions perdues par suite de la perte d'approvisionnements ou de marchés (p. ex. la partie qui achète le service d'acheminement en transit est capable de renchérir sur le service intermédiaire pour obtenir les ressources ou les marchés qu'elle ne pouvait pas atteindre précédemment).

Dans le premier cas, le service qui assure l'acheminement en transit doit modifier ses opérations et-ou perdre des ventes. Comme il est tenu d'agir dans l'intérêt de ses clients, le tarif pratiqué pour le service de transit fourni devrait tenir compte de la valeur des avantages liés aux transactions qui n'ont pu être exécutées. Les avantages perdus par suite de la prestation d'un service d'acheminement en transit représentent un coût pour le service qui effectue le transit et devraient être compris dans les coûts différentiels associés au service de transit fourni.

La deuxième situation est plus compliquée. Présumons qu'un service d'électricité dispose de ressources de puissance relativement bon marché qui excèdent les besoins de ses propres clients et pour lesquelles il n'a aucun débouché. Supposons également qu'un service d'électricité voisin approvisionne un marché extérieur (c'est-à-dire des clients à l'extérieur de son territoire de service) avec des ressources dont le coût de production est plus élevé. Le premier souhaite emprunter le réseau de transport du deuxième pour vendre son excédent de puissance sur le marché de gros où il pourrait remplacer les ventes du second.

Si, dans cet exemple, on enregistre une hausse des avantages nets globaux, les deux services d'électricité pourraient tirer des avantages de leur collaboration. Le service qui approvisionnait le marché avant la conclusion de l'entente d'acheminement en transit pourrait enregistrer quelques avantages supplémentaires et le service qui s'accaparerait le marché pourrait recevoir le reste des avantages dont il ne bénéficiait pas du tout avant le transit. Ce dernier pourrait ne pas être satisfait de cette part des bénéfices, mais, en réalité, les coûts d'option perdue assumés par le premier ajoutent beaucoup aux coûts du transport seul. Cependant, tout autre démarche ferait en sorte que le premier service d'électricité serait dans une situation plus désavantageuse qu'il ne le serait en l'absence de l'entente de transit.

---

[4] Ce point s'est avéré un argument important dans une poursuite récente. On a prétendu que Southern California Edison Company menait des activités anti-concurrentielles en utilisant l'interconnexion Pacifique Nord-Ouest-Californie.

Supposons, dans la même situation, que le marché visé est un élargissement du marché existant ou un nouveau marché (c'est-à-dire un marché qui n'était pas desservi antérieurement par ni l'un ni l'autre des services d'électricité). Si le service d'électricité adjacent au marché assure l'acheminement en transit pour le service d'électricité éloigné, il ne sera pas en mesure de concurrencer les autres sur le marché en question. En fournissant le service de transit, il abandonne effectivement un marché lucratif qu'il aurait pu avoir autrement. Si le service d'électricité qui assure le transit fournit ce service de transport, peut-il raisonnablement réclamer des coûts d'option perdue à l'égard d'une éventualité? Le gouvernement devrait-il prendre une mesure pour l'empêcher d'exercer son pouvoir commercial dans ces circonstances?

Pour répondre à ces questions, il faut examiner en profondeur toutes les facettes de la politique gouvernementale, ce qui déborde le cadre du présent examen. Ces questions demeureront donc sans réponse pour le moment.

Les principes régissant la tarification doivent également tenir compte du fait que les autres services interconnectés peuvent être touchés par la transaction en raison des débits parallèles qui défient les généralisations. Dans les cas où l'acheminement en transit de puissance garantie provoque des débits parallèles importants (soit plus de 25 % de la puissance à acheminer), les principes ci-après devraient s'appliquer.

8. **Le service d'électricité qui assure l'acheminement en transit doit avoir dans son réseau une capacité de transport suffisante pour assurer le service de transit, si on tient pour acquis que la puissance en question sera réellement acheminée par son réseau.**

9. **Si une partie de la puissance à acheminer doit circuler dans les réseaux de services d'électricité qui ne sont pas partie à la transaction, ces derniers devraient recevoir l'indemnité négociée.**

L'indemnité payée au titre des débits parallèles peut être versée au argent comptant ou en nature. Elle est susceptible d'être versée en nature quand l'acheminement en transit n'impose aucun fardeau ni aucune contrainte au service touché par les débits parallèles, c'est-à-dire qu'un service d'électricité peut autoriser des débits parallèles sur son réseau si, en retour, le service qui assure

l'acheminement en transit accepte, sur une base de réciprocité, des débits parallèles sur son propre réseau.

Si des débits parallèles importants nécessitent le versement d'une indemnité en argent comptant, celle-ci devrait être payée par le service qui assure l'acheminement en transit et ne devrait pas avoir pour effet de majorer le tarif payé par celui qui demande le service de transit.

4.4.3 Application des principes

Le caractère général des principes énoncés ci-dessus peut donner lieu à diverses interprétations. En outre, ces principes sont sujets à controverse simplement parce que nombre des facteurs liés aux opérations des services publics d'électricité sont subjectifs.

Compte tenu des opinions divergentes actuelles et éventuelles au sujet de la tarification des services d'acheminement en transit même si on s'entend sur les principes à appliquer, les seules solutions possibles sont : (1) des négociations entre les parties en cause ou (2) l'intervention d'une partie extérieure investie des pouvoirs voulus.

Dans le premier cas, les négociations entre les parties constitueraient, semble-t-il, le moyen le plus efficace de régler toute controverse touchant les services d'acheminement en transit. Si la tarification est établie conformément aux principes n^{os} 2, 6 et 7 ci-dessus, les divergences entre les parties auraient trait à des questions de mesure ou de définition qui sont négociables.

En vertu du principe n^{o} 9, un service d'électricité touché par des débits parallèles doit participer aux négociations. Il est difficile de déterminer quand un service d'électricité interconnecté est touché. Si ce service exploite son réseau à sa limite de transfert interne, un accroissement relativement faible de la charge découlant de la transaction d'acheminement en transit pourrait causer un problème. Par contre, d'un point de vue mathématique, toute transaction d'acheminement en transit a un impact appréciable sur chacun des services d'électricité interconnectés. Il y aurait lieu d'établir un seuil quelconque, exprimé sous forme de fraction de la puissance à acheminer en transit ou de quantité de puissance, en-deçà duquel on peut faire abstraction des débits parallèles. La proposition selon laquelle on devrait faire abstraction des débits parallèles à concurrence de 25 % de la puissance à acheminer en transit, repose sur

l'hypothèse voulant que le service d'électricité qui assure le service de transit dispose d'une capacité suffisante pour fournir ce service et qu'il accepte, sur une base de réciprocité, des débits parallèles équivalents sur son propre réseau.

4.5 Première politique proposée en matière d'acheminement en transit dans le contexte canadien

4.5.1 Introduction

Dans les lignes directrices qu'il propose à l'intention des réseaux de transport d'électricité au Canada, l'Office s'inspire des travaux récents menés par le Comité consultatif de la confluence énergétique. En effet, dans son rapport, le Comité décrit le cadre énergétique canadien dans lequel le processus d'acheminement en transit doit s'inscrire.

«Les Canadiens estiment que les régions et les peuples doivent se partager les richesses naturelles et notamment les richesses énergétiques». (p. 2) [5]

«Nous avons une longue tradition de concessions mutuelles, de conciliation, et de profond respect des droits de la personne.» (p. 2)

«Il convient d'adopter une politique qui élimine les obstacles artificiels au commerce interprovincial.» (p. 5)

«Les participants ont généralement convenu qu'en laissant le marché établir les prix, on avait en général une bonne indication de la valeur économique des formes d'énergie. Lorsque cela n'est pas possible, comme pour les prix de l'électricité, on s'est entendu pour dire que les prix devraient être aussi voisins que possible de ceux qui s'établiraient dans un marché concurrentiel.» (p. 6).

«Les participants ont convenu que les gouvernements ne devraient intervenir dans le processus de répartition que pour corriger de graves imperfections ou des défaillances du marché.» (p. 6)

«En deuxième lieu, ils ont tous dit que la politique énergétique exigeait davantage de coopération et d'harmonie entre les administrations fédérale et provinciales qu'elle n'en avait connu au cours

---

[5] Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI^e siècle, Rapport de la confluence énergétique, 1988.

des années 70 et au début des années 80.» (p. 7)

Comme tenu à la fois des principes généraux énoncés précédemment et des besoins des Canadiens décrits ci-dessus, nous croyons qu'il vaudrait mieux que les parties intéressées négocient les clauses précises des ententes d'acheminement en transit. Nous reconnaissons aussi que la définition de transactions de transit particulières comporte de nombreux éléments ambigus et sujets à controverse. En outre, les négociations n'aboutissent pas toujours à une entente.

Si les négociations échouent, nous proposons d'envisager le recours à l'arbitrage. Sous ce régime, les décisions sont prises par des personnes indépendantes et qualifiées qui ont la formation et l'expérience voulues pour saisir les problèmes techniques. Ces arbitres disposent des ressources leur permettant de trouver rapidement des solutions efficaces qui s'appliquent à la situation examinée. Pour que l'arbitrage règle les questions litigieuses, il faut que les parties acceptent au préalable de se plier aux décisions prises.

Si l'on rejette l'arbitrage, la seule avenue possible est l'intervention d'un organisme gouvernemental doté des pouvoirs voulus. Aux États-Unis, la FERC est habilitée à statuer sur une demande de service d'acheminement en transit en vertu des dispositions législatives analysées au chapitre 2. À un niveau supérieur, il est possible que les lois anti-trust s'appliquent dans certains cas. Au Canada, il n'existe aucun organisme fédéral doté de pouvoirs conférés par la loi qui se compare à la FERC.

4.5.2 Éléments particuliers de la première politique proposée en matière d'acheminement en transit

D'après l'analyse précédente, nous proposons une politique comportant les quatre volets suivants:

- le processus d'élaboration des ententes d'acheminement en transit;
- le principe économique devant servir de fondement à la tarification;
- le contrat dans le cadre duquel l'acheminement en transit sera effectué; et

- l'incidence, sur la fiabilité du service, des transactions d'acheminement en transit projetées.

Nous analysons chacun de ces volets ci-dessous.

Processus

Voici le processus que nous proposons pour la conclusion des ententes d'acheminement en transit :

1) Négociation volontaire

Dans la mesure possible, il vaut mieux que les ententes fassent l'objet de négociations volontaires menées de bonne foi par les parties intéressées.

ii) Arbitrage exécutoire

Si les négociations entre les services d'électricité n'aboutissent pas à une entente, l'une ou l'autre des parties peut recourir à l'arbitrage exécutoire pour régler les différends. Si les deux parties acceptent au préalable à se plier aux décisions de l'arbitrage, elles peuvent procéder de l'une des façons suivantes :

a) prendre les mesures voulues pour obtenir les services d'un groupe d'arbitres; ou

b) demander au gouvernement fédéral de désigner un comité d'arbitrage composé de personnes qualifiées ayant de l'expérience dans la planification et l'exploitation des services d'électricité.

iii) Solution imposée

En dernier lieu, si les parties ne réussissent pas à négocier une entente et n'acceptent pas non plus de recourir à l'arbitrage exécutoire, l'une ou l'autre partie devrait demander réparation à un organisme fédéral investi des pouvoirs voulus pour imposer une solution.

L'existence d'un tel organisme permettrait d'accélérer le processus de négociation et garantirait que toutes les parties ont négocié de bonne foi. L'organisme en question exercerait ses pouvoirs seulement après que toutes les parties auraient attesté que les négociations ont abouti à une impasse, signifié qu'elles ne se sont pas entendues sur l'arbitrage exécutoire et indiqué l'ampleur des avantages économiques qui seraient perdus si le projet d'acheminement en transit n'était pas réalisé.

Principe économique

Nous savons tous que les services d'électricité peuvent fournir une gamme de services de transit. La tarification de ces services devrait reposer sur les principes énoncés précédemment. Même si aucune formule ne saurait s'appliquer à toutes les situations, il existe un concept premier qui devrait s'appliquer en tous temps, à savoir que la tarification devrait refléter les conditions du marché (p. ex. les recettes et les coûts des échanges de puissance ou d'énergie) ainsi que les coûts différentiels de production. Le dénombrement et la quantification de tous les coûts et avantages pertinents représentent la meilleure base de négociation de bonne foi entre les participants. En dernière analyse, les services d'acheminement en transit seront fournis seulement si toutes les parties y trouvent leur compte.

Contrat

L'électricité acheminée en transit par des réseaux de transport interconnectés suit un trajet déterminé par les lois de la physique, et non pas des tracés contractuels définis arbitrairement. Par conséquent, on devrait privilégier les contrats achat-vente jumelés qui tiennent compte seulement des transferts d'électricité de réseau à réseau et prévoient des tarifs applicables aux services d'acheminement en transit fondés sur la valeur marchande, au détriment des ententes d'acheminement en transit prévoyant des installations de transport ou des tracés particuliers.

Ces contrats jumelés d'achat et de vente peuvent être établis quand le service intermédiaire est en mesure d'acheter l'énergie à un prix qui se situe entre le prix du vendeur et l'offre de l'acheteur. Dans ces transactions, le service intermédiaire devrait percevoir une part de la différence entre le prix du vendeur et celui de l'acheteur. Cet écart peut être égal ou supérieur aux frais directs d'acheminement en transit.

Incidence sur la fiabilité du service

Les services d'électricité sont tenus de fournir un service fiable aux clients de leur territoire de service et sont généralement régis par les critères de planification et d'exploitation établis par les conseils régionaux de fiabilité dont ils font partie. Par conséquent, l'acheminement en transit d'électricité ne devrait pas diminuer la fiabilité du service offert à ces clients. Pour garantir le respect de ce principe, les services d'électricité devraient être encore chargés de la conception, de l'exploitation et de la planification de leurs réseaux et installations, et notamment de la prestation des services de transit, de façon qu'ils s'acquittent en tous temps de leurs obligations régionales et inter-régionales.

4.6 Réaction à la politique mise de l'avant

Les services d'électricité canadiens et les provinces du Canada, représentées par les ministères provinciaux de l'Énergie, ont eu l'occasion d'examiner et de commenter la politique initiale en matière d'acheminement en transit qui a été proposée dans un rapport provisoire rédigé par l'Office. Leurs réponses sont résumées au tableau 4.1.

Voici les conclusions que nous avons tirées à partir de ces réponses des services d'électricité et des provinces.

Processus

En ce qui a trait au processus, tous les répondants semblent souscrire au principe voulant que les ententes d'acheminement en transit soient conclues à la suite de négociations volontaires entre les parties intéressées. D'aucuns estiment que les services d'électricité devraient élaborer des politiques d'acheminement en transit qui faciliteraient la conclusion des ententes futures. En général, les services d'électricité qui ont un accès direct aux marchés d'exportation et qui sont interconnectés à l'échelle interprovinciale, estiment qu'advenant l'échec des négociations, on ne devrait pas recourir à d'autres mécanismes. En fait, ils privilégient le maintien du status quo.

Par contre, les services d'électricité qui n'ont pas un accès direct aux marchés d'exportation semblent retenir le principe voulant qu'on recoure à une forme quelconque d'arbitrage exécutoire

Tableau 4.1 : Résumé des réponses des services d'électricité et des ministères provinciaux de l'Énergie

Service d'électricité	Processus			Princ. éc.	Contrat	Fiabilité
	Négotiation volontaire	Arbitrage	Solution imposée			
Nfld. Hydro	Oui	Oui	Oui	Non	-	Oui
Nfld. Light & Power	Oui	Non	Oui	Oui	-	Oui
Énergie NB	Oui	Non	Non	Oui	-	Oui
NS Power	Oui	Oui	Non	Oui	-	Oui
Maritime Electric	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
DoE&F, Î.-P.-É.	Oui	Oui	Oui	Oui	-	Oui
Hydro-Québec	Oui	Non	-	Oui	Non	Oui
Min. Énergie du Qc.	Oui	-	-	Oui	-	-
Ontario Hydro	Oui	-	Non	Oui	-	Oui
Min. Énergie de l'Ont.	Oui	-	Oui	Oui	-	-
Hydro-Manitoba	Oui	-	-	Oui	-	Oui
SaskPower	Oui	-	-	Oui	-	Oui
TransAlta	Oui	Oui	Oui	Oui	-	Oui
BC Hydro	Oui	Non	Non	Oui	Non	Oui
West Kootenay	-	-	-	-	-	-

ou de solution imposée par le gouvernement fédéral en cas d'échec des négociations.

Principe économique

Presque tous les répondants sont d'avis que la tarification des services d'acheminement en transit devrait refléter les conditions du marché. Seule Newfoundland and Labrador Hydro semble favoriser la tarification aux coûts comptables.

Contrat

La plupart des services d'électricité n'ont pas fait d'observations sur la formule contractuelle privilégiée et proposée dans la politique mise de l'avant, à savoir que des contrats jumelés d'achat et de vente sont préférables à la méthode du «tracé contractuel». Ce faible taux de réponse peut s'expliquer par le fait que les services d'électricité fournissent peu de services de transit et ont donc une expérience limitée en matière d'ententes dans ce domaine.

Fiabilité

Les répondants semblent s'entendre pour dire que l'acheminement en transit ne devrait avoir pour effet de diminuer la fiabilité du service offert aux clients du territoire de service puisque l'intermédiaire est ultimement responsable de la prestation de ce service. Cependant, quelques services d'électricité ont pondéré leur appui en indiquant que la fiabilité ne devrait pas être invoquée comme motif de refus des demandes de transit. D'autres ont indiqué qu'il y aurait une grave dichotomie si la responsabilité de la fiabilité incombait encore au service assurant le transit dans le cas d'un transit ordonné par un organisme fédéral.

4.7 Perspectives sur le plan de l'acheminement en transit

De toute évidence, les questions de l'accès au transport et de l'acheminement en transit ne sauraient être examinées isolément; elles s'inscrivent dans le cadre d'un dossier plus vaste portant sur la façon dont les services pourraient travailler de concert pour accroître et améliorer le commerce interprovincial et international (voir le document de l'Office sur la collaboration entre les services publics d'électricité.)

Dans le cadre des organismes d'aménagement régionaux décrits dans le document susmentionné et énumérés à la figure 4.1, laquelle indique les capacité de transfert des interconnexions en MW, et compte tenu des réponses fournies par les services d'électricité et les provinces à la politique proposée en matière d'accès au transport, nous avons dégagé les observations suivantes sur les perspectives d'avenir de l'acheminement en transit.

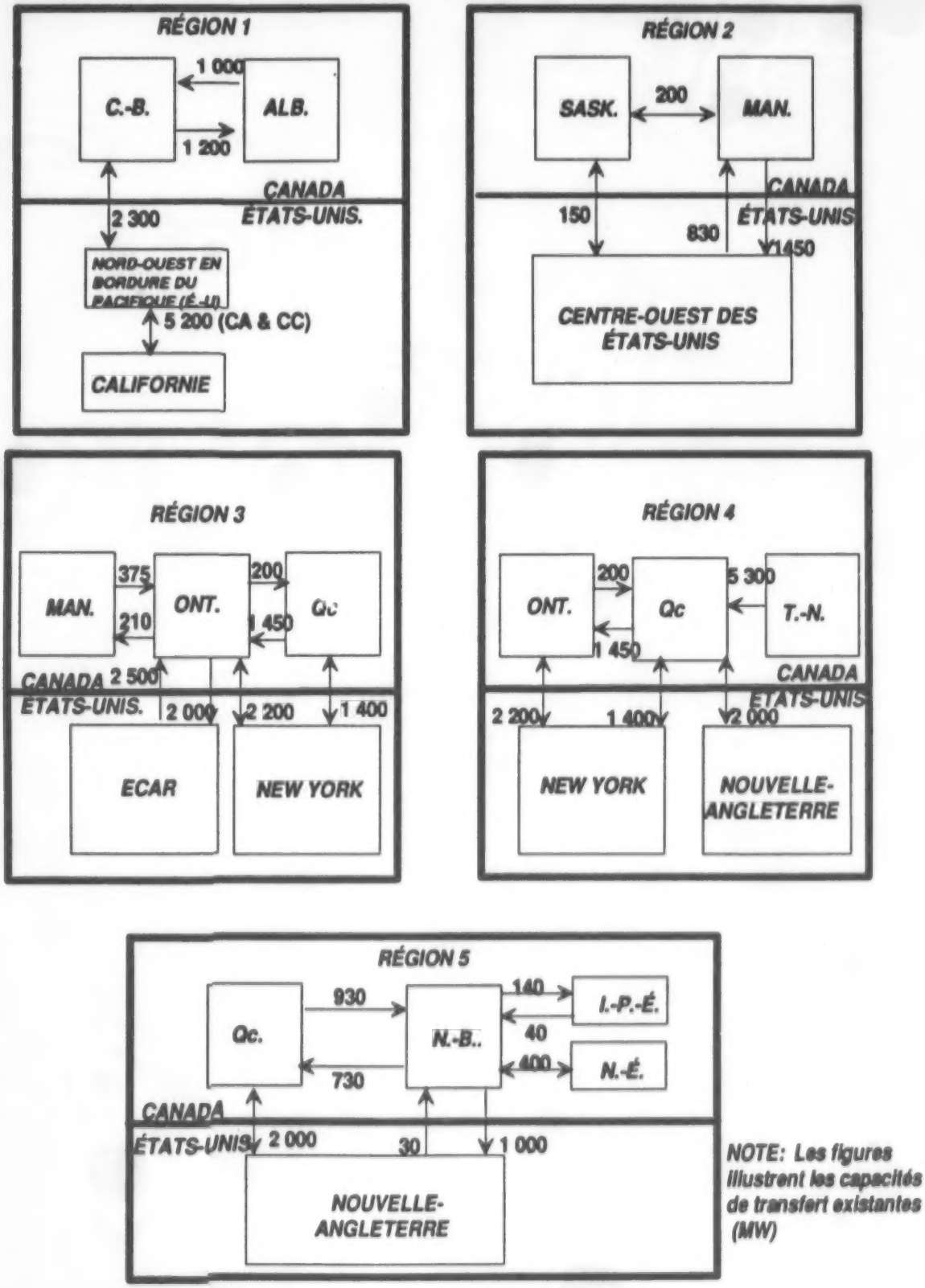
Région n° 1

Selon B.C. Hydro et TransAlta, les ententes d'acheminement en transit peuvent être conclues de bon gré et la tarification devrait être fondée sur la valeur marchande. Cependant, TransAlta aimerait que le processus d'arbitrage prévoit l'intervention d'un organisme fédéral en cas d'échec des négociations. Nous avons pris note que B.C. Hydro a déjà établi une politique d'acheminement en transit qui permet aux services d'électricité interconnectés ainsi qu'aux producteurs indépendants de prendre les dispositions voulues pour offrir ces services. Même si B.C. Hydro et TransAlta ne s'entendent pas sur le processus et n'ont pas réussi à conclure une entente réelle, nous avons appris que des négociations ont été menées et que des contrats d'achat et de vente ont été conclus. Ces contrats jumelés représentent un type de transit indirect et permettront réellement aux services d'électricité albertains d'avoir accès aux marchés américains par la Colombie-Britannique. On espère que des négociations plus poussées aboutiront à la conclusion d'ententes véritables dans l'intérêt de toutes les parties intéressées. En outre, en Alberta, les trois grands services d'électricité forment le réseau intégré de l'Alberta (Alberta Integrated System). La production d'un service d'électricité peut donc être répartie de façon économique non seulement pour desservir les clients du territoire de service du service d'électricité en question mais aussi pour répondre aux besoins de l'ensemble du réseau intégré.

Région n° 2

Les services d'électricité de la Saskatchewan et du Manitoba privilégient aussi le processus de négociation volontaire et la tarification en fonction de la valeur marchande. À priori, les perspectives de conclusion éventuelle d'ententes d'acheminement en transit qui permettraient à la Saskatchewan de pénétrer le marché du Centre-Ouest américain via le Manitoba et vice versa, semblent raisonnablement bonnes. Cependant, ces services devront élaborer des ententes agréées

FIGURE 4.1
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT À L'ÉCHELLE RÉGIONALE



NOTE: Les figures illustrent les capacités de transfert existantes (MW)

par les parties en cause.

Région n° 3

Dans la région n° 3, les trois services d'électricité du Manitoba, de l'Ontario et du Québec semblent privilégier uniquement les ententes de bon gré. À l'opposé, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a reconnu qu'une forme quelconque de mandat fédéral peut s'avérer nécessaire si une entente ne peut être conclue autrement. Cependant, comme Hydro-Manitoba et Hydro-Québec ont toutes deux des réseaux à prédominance hydro-électrique éloignés l'un de l'autre, les possibilités de transit interprovincial par le réseau d'Ontario Hydro semblent négligeables. Comme les deux sociétés ont beaucoup de liens directs avec l'État de New York, l'acheminement en transit de l'électricité de chacune d'elles pour désservir ce marché ne serait pas pertinent. Cependant, elles pourraient acheminer en transit, par l'Ontario, l'électricité destinée aux marchés du Centre-Ouest américain (ECAR).

Si les avantages associés à cet acheminement en transit sont très importants et si on élabore des formules de répartition équitable de ces avantages entre les participants, il est probable que des ententes avantageuses pour les signataires soient conclues. Cependant, il convient de souligner que les services d'électricité de la région n° 3 comptent parmi les principaux exportateurs d'électricité du pays. Ils connaissent donc parfaitement les difficultés, les complexités et les possibilités inhérentes à la desserte de leurs principaux marchés américains. Par conséquent, il faudra examiner les occasions de ventes directes qu'Ontario Hydro est susceptible de perdre en raison de l'acheminement en transit avant que des ententes soit conclues à cet égard. En ce qui a trait aux services d'électricité américains de la région ECAR, il semble que lorsqu'Ontario Hydro a importé des quantités importantes d'électricité en 1990, l'électricité en question provenait principalement des centrales de l'Ohio et a été livrée en Ontario dans le cadre de contrats simultanés d'achat et de vente avec d'autres services de l'Ohio et du Michigan. Ces ententes peuvent remplacer l'acheminement en transit véritable.

Région n° 4

Dans la région n° 4, Hydro-Québec préconise la négociation volontaire d'ententes d'acheminement en transit et la tarification en fonction de la valeur marchande. Newfoundland and Labrador

Hydro, par contre, préfère une démarche volontaire, jumelée à l'arbitrage et à l'imposition d'un mandat fédéral en cas d'échec des négociations. En outre, elle semble privilégier la tarification fondée sur les coûts plutôt que sur la valeur marchande.

Pour avoir accès aux marchés de l'Ontario et des Maritimes et-ou aux marchés internationaux de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre, Newfoundland and Labrador Hydro devrait acheminer son électricité par le Québec. Hydro-Québec, par contre, occupe une position géographique stratégique et n'a pas besoin de services d'acheminement en transit puisqu'elle est reliée directement à tous ces marchés. Il est donc peu probable que des ententes satisfaisantes pour les parties en cause soient conclues dans les circonstances actuelles aux fins de l'acheminement en transit.

Région n° 5

Les trois services publics d'électricité des Maritimes ne s'entendent pas sur le processus à adopter pour conclure des ententes d'accès au transport et d'acheminement en transit. Énergie NB privilégie seulement les négociations volontaires tandis que Nova Scotia Power estime que l'arbitrage exécutoire serait nécessaire si les parties intéressées ne parvenaient pas à une entente. Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard et Maritime Electric vont un peu plus loin et laissent entendre qu'une ordonnance fédérale peut s'avérer nécessaire pour imposer une solution dans certains cas. Cependant, les services d'électricité sont tous d'avis que la tarification des services d'acheminement en transit devrait être fondée sur des facteurs liés au marché et acceptés par les parties. Il semble que les services d'électricité des Maritimes essaient de négocier une entente qui permettrait à Nova Scotia d'approvisionner Maritime Electric via le Nouveau-Brunswick. En outre, pour certains types de transactions, Énergie NB a conclu avec Hydro-Québec une entente qui permet à celle-ci d'avoir accès au marché de la Nouvelle-Angleterre par le Nouveau-Brunswick dans le cadre de contrats simultanés d'achat et de vente. Reconnaissant que l'acheminement en transit véritable entre les services d'électricité de cette région peut s'avérer difficile dans les circonstances actuelles, il est réconfortant de constater les efforts déployés pour élargir les échanges interprovinciaux et internationaux multilatéraux.

4.8 Options offertes en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit

À la lumière des principes et des concepts généraux énoncés dans ce rapport relativement à l'acheminement en transit ainsi que des réactions des provinces et des services publics d'électricité à la politique de transport mise de l'avant, les ententes d'acheminement en transit devraient être examinées dans le cadre plus large de la collaboration entre les services d'électricité. L'analyse de ces facteurs révèle l'existence de plusieurs options possibles pour encourager et accroître l'accès au transport interprovincial ou international et à l'acheminement en transit parmi les services d'électricité canadiens. Les sept options énumérées ci-après sont classées par ordre de complexité. La liste est loin d'être exhaustive, mais elle présente une gamme raisonnable de possibilités à examiner.

Chacune des sept options décrites correspond à l'une des options présentées dans le rapport complémentaire sur la collaboration entre les services publics d'électricité. La correspondance des deux groupes d'options est illustrée au tableau 4.2.

Tableau 4.2
Correspondance des options

Accès au transport	Collaboration entre les services d'électricité
Option A	Option 1
Option B	Option 2
Option C	Option 3
Option D	Option 3
Option E	Option 3
Option F	Option 4
Option G	Option 4

4.8.1 OPTION A - Établir des politiques individuelles en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit

Même si, dans la présente étude, nous constatons qu'actuellement l'acheminement en transit commercial est un phénomène marginal au Canada, un service public d'électricité - B.C. Hydro - a

élaboré une politique d'accès au transport et s'apprête à conclure des ententes d'acheminement en transit avec d'autres services interconnectés. Il semble que d'autres services, notamment en Alberta, soient également en train d'établir leurs propres politiques d'accès au transport et d'acheminement en transit. Nous avons donc l'impression que dans la conjoncture changeante actuelle, d'autres services d'électricité pourraient être disposées à examiner ces questions. Si l'option énoncée en rubrique était retenue, chaque service d'électricité élaborerait ses propres lignes de conduite pour assurer l'accès au transport et à l'acheminement en transit aux autres services publics et à d'autres producteurs. Le gouvernement fédéral ne serait pas obligé d'adopter de nouveaux règlements.

4.8.2 OPTION B - Établir des politiques individuelles avec suivi du gouvernement fédéral

Si cette option était retenue, les services d'électricité établiraient leurs propres politiques et le gouvernement fédéral s'engagerait à surveiller régulièrement les résultats obtenus. Les ententes conclues dans le cadre de négociations volontaires entre des services publics d'électricité ou entre un service public et un producteur autre qu'une entreprise de service public pourraient être déposées auprès d'un organisme fédéral pour informer la population; elles pourraient aussi être utilisées par d'autres parties intéressées. La surveillance des progrès réalisés et la diffusion de l'information pourraient inciter davantage les services d'électricité à conclure des ententes en permettant une meilleure compréhension des points litigieux et le partage de l'expérience que certaines parties ont acquise en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit. Comme dans le cas de l'option A, le gouvernement fédéral ne serait pas obligé d'adopter de nouveaux règlements.

4.8.3 OPTION C - Instituer des normes industrielles

Pour être fructueuses, les ententes d'acheminement en transit nécessitent la conclusion d'accords multilatéraux. Dans la présente option, les services d'électricité faisant partie de conseils de planification régionale, tels qu'ils sont décrits par l'Office dans son rapport sur la collaboration entre les services publics d'électricité, devraient non seulement établir leurs propres politiques d'accès au transport et d'acheminement en transit, mais également travailler de concert à l'élaboration de lignes directrices complètes susceptibles d'être acceptées par tous les membres. En outre, les normes industrielles élaborées par ces services d'électricité devraient permettre aux

producteurs autres que les services publics, y compris les producteurs indépendants, d'avoir accès au transport et à l'acheminement en transit. Ces questions devront être examinées car on mise davantage sur ces autres sources d'approvisionnement pour répondre à la demande prévue.

Même si, en élaborant ses propres politiques, un service d'électricité assurait l'accès au transport et aux services de transit à d'autres services d'électricité selon ses propres conditions, cela ne signifie pas que les participants parviendraient nécessairement à conclure des ententes commerciales acceptables pour les parties en cause. Si un comité était formé au sein des conseils de planification régionale pour superviser l'élaboration d'une norme industrielle, les services d'électricité auraient une tribune où comparer leurs politiques individuelles dans le but de les harmoniser et de les uniformiser.

Comme dans le cas de l'option B, les politiques individuelles des services d'électricité et les normes industrielles, au même titre que les ententes négociées de bon gré, seraient déposées auprès d'un organisme fédéral pour informer la population et pourraient être utilisées par d'autres parties intéressées. Le gouvernement fédéral ne serait pas obligé d'élaborer de nouveaux règlements.

4.8.4 OPTION D - Négociations volontaires avec arbitrage non exécutoire

Cette option est un prolongement de l'option précédente. Le volet supplémentaire serait la création, au sein des conseils de planification régionale, d'un mécanisme de règlement des différends qui comprendrait l'arbitrage non exécutoire. Chaque membre pourrait demander la tenue d'une audience devant ses pairs. Dans toutes les circonstances, les services membres, qui sont les plus compétents dans les domaines technique, économique et financiers en cause, seraient chargés de l'application de ce mécanisme. Par conséquent, les gouvernements fédéral et provinciaux n'interviendraient d'aucune façon et tout reposerait sur les bons offices des membres qui ne sont pas partie au différend, lesquels instruiraient les plaintes, proposeraient des solutions justes et équitables et, s'il y a lieu, exerceraient les pressions de pairs pour régler les questions litigieuses.

Cette option reposerait essentiellement sur la collaboration entre les services d'électricité, la bonne foi et les pressions appropriées exercées par des pairs objectifs. Même si elle ne garantirait pas la conclusions d'ententes commerciales, elle fournirait néanmoins le cadre permettant de mettre

en lumière les divergences réelles et honnêtes et de les distinguer de celles découlant de mesures arbitraires et capricieuses.

Le mécanisme d'arbitrage décrit ici serait mis en place dans les conseils de planification régionale, et le personnel des services d'électricité étrangers aux différents agirait en qualité d'arbitres. On pourrait aussi recourir aux services d'arbitrage d'un organisme non gouvernemental n'ayant aucun lien avec les services d'électricité ou les conseils régionaux en cause.

4.8.5 OPTION E - Arbitrage exécutoire

Dans le cadre de cette option, le mécanisme de règlement des différends est un peu plus poussé. S'ils croyaient à priori que le règlement des conflits serait impossible dans le cadre du processus décrit dans l'option D, les membres des conseils de planification régionale pourraient choisir l'arbitrage exécutoire comme moyen pour imposer une solution. Sous tous les autres aspects, le mécanisme serait identique à l'option précédente. La différence fondamentale résiderait dans le fait que, dans la présente option, les membres consentiraient au préalable à accepter le jugement des arbitres.

L'avantage que présente cette option par rapport à la précédente est la forte probabilité que les services d'électricité se présenteraient devant les arbitres seulement en faisant valoir leurs meilleurs arguments techniques, économiques et financiers. À cet avantage se greffe la quasi-certitude que les membres du comité d'arbitrage, formé de pairs de l'industrie, ne rendraient jamais un jugement qu'ils n'auraient pas eux-mêmes accepté pour leur propre service.

Par contre, l'arbitrage exécutoire pourrait avoir un effet négatif sur le climat de collaboration dans d'autres régions. En fait, le recours à ce mécanisme traduirait l'incapacité des services d'électricité de trouver des solutions équitables dans la collaboration, la bonne foi et le respect mutuel.

4.8.6 OPTION F - Processus politique et réglementaire

En vertu de cette option et de la prochaine, les services d'électricité et-ou les autres producteurs qui s'avéraient incapables de conclure des ententes d'acheminement en transit satisfaisantes sur

le plan commercial pourraient alors s'adresser à un organisme fédéral doté des pouvoirs voulus pour imposer une solution.

En vertu de la présente option, l'organisme fédéral désigné ne pourrait exercer de tels pouvoirs que s'il en recevait l'ordre explicite du gouvernement fédéral et ce, cas par cas. Ce processus se compare aux pouvoirs dévolus à l'Office relativement à la construction et à l'exploitation des lignes interprovinciales en vertu du paragraphe 58(4) de la Loi sur l'ONE. En effet, le gouverneur en conseil peut désormais décréter qu'une ligne de transport interprovinciale est une installation qui doit être construite et exploitée conformément aux dispositions de la Loi sur l'ONE. Même si cette disposition n'a jamais été appliquée, elle représente une mesure de dernier recours. Cela en soi devrait encourager et inciter les services d'électricité à conclure de bon gré des ententes satisfaisantes pour les parties en cause au lieu d'avoir à se conformer à une ordonnance fédérale. Si cette option était retenue, il faudrait modifier la Loi sur L'ONE et ses règlements d'application.

4.8.7 Option G - Processus réglementaire

Cette option est semblable à l'option F, sous réserve d'une différence appréciable. Les services d'électricité qui ne parviendraient pas à conclure des accords acceptables d'accès au transport et d'acheminement en transit pourraient demander réparation en présentant une demande directement à un organisme fédéral comme l'Office. Comme dans le cas de l'option F, il faudrait modifier la Loi sur l'ONE et ses règlements d'application.

4.9 Conclusion

À la lumière de cet examen, il est clair que l'accès au transport et l'acheminement en transit soulèvent nombre de questions complexes sur les plans technique, économique, financier et juridictionnel. Il n'existe pas de solution unique qui permettrait de régler ces questions à la satisfaction de toutes les parties intéressées. Comme dans le cas des accords de collaboration entre les services d'électricité, il vaut mieux que les services d'électricité et les autres parties intéressées élaborent et établissent ensemble des ententes dans ces domaines de façon que toutes les parties en tirent des avantages. Les ententes d'acheminement en transit devraient le plus possible être conclues de bon gré par toutes les parties en cause et on ne devrait envisager une solution forcée qu'en dernier recours.